



SENER

SECRETARÍA DE ENERGÍA

REPORTE ANUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA 2016

Presentado por:

Monitor Independiente del Mercado

ESTA International, LLC

Instituto Politécnico Nacional



ÍNDICE

LISTA DE ACRÓNIMOS	1
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. Diseño del mercado	4
1.2. Comportamiento de los Participantes del Mercado.....	5
1.3. Desempeño del mercado	6
1.4. Determinaciones del CENACE	6
2. DISEÑO DEL MERCADO	8
2.1. Apertura del mercado.....	8
2.2. Participación en el MEM.....	9
2.2.1. <i>Generador</i>	9
2.2.2. <i>Usuario Calificado Participante del Mercado</i>	10
2.2.3. <i>Suministrador de Servicios Básicos</i>	10
2.2.4. <i>Suministrador de Servicios Calificados</i>	10
2.2.5. <i>Suministrador de Último Recurso</i>	11
2.2.6. <i>Comercializador No Suministrador</i>	11
2.3. Estructura del mercado	11
2.4. Recomendaciones	16
3. COMPORTAMIENTO DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO	17
3.1. Ofertas presentadas por los Participantes del Mercado.....	17
3.1.1. <i>Estatus de asignación</i>	18
3.2. Evaluación de Consistencia de Ofertas.....	19
3.2.1. <i>Resultados de la evaluación</i>	22
3.3. Revisión de Parámetros de Referencia	26
3.3.1. <i>Resultados de la revisión</i>	27
3.4. Ofertas de Generación entre el MDA y el AUGC.....	30
3.5. Recomendaciones	35
4. DESEMPEÑO DEL MERCADO	36
4.1. Publicación de precios.....	36
4.2. Principales determinantes de los PML.....	39
4.2.1. <i>Demanda de energía eléctrica</i>	43
4.2.2. <i>Tasa de calor implícita</i>	44
4.2.3. <i>Precios de combustibles fósiles</i>	45
4.2.3.1. <i>Combustóleo</i>	46
4.2.3.2. <i>Gas natural</i>	47
4.2.4. <i>Disponibilidad de gas natural en el sureste</i>	53
4.2.5. <i>Saturación de Enlaces y Congestión en el SIN</i>	54
4.3. PML negativos	62
4.4. Precios de Servicios Conexos.....	65
4.4.1. <i>Evolución</i>	66
4.4.2. <i>Precios de reserva durante escasez</i>	70
4.4.3. <i>Precios de Servicios Conexos vs requerimientos de reserva</i>	71



4.4.4. Curvas de demanda de reserva operativa.....	77
4.4.5. Curva de Reservas en el CENACE.....	80
4.5. Conclusiones y recomendaciones.....	81
5. DETERMINACIONES DEL CENACE.....	83
5.1. Insuficiencia de generación en el Mercado del Día en Adelanto.....	83
5.2. Posibles causas de disminución en generación hidroeléctrica.....	87
5.2.1. Pronóstico inferior de carga.....	87
5.2.2. Salidas de operación forzosa.....	88
5.2.3. Incertidumbre de previsión de generación eólica.....	88
5.2.4. Modificación de los pronósticos de CIL.....	89
5.2.5. Control de frecuencia.....	90
5.2.6. Otras causas.....	91
5.3. Conclusiones y recomendaciones.....	92
6. BIBLIOGRAFÍA.....	93
ANEXO A. ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA.....	96
ANEXO B. CÁLCULO DE PML NEGATIVOS.....	98
ANEXO C. ANÁLISIS ESTADÍSTICO SIN.....	105
ANEXO D. ANÁLISIS ESTADÍSTICO BCA.....	118
ANEXO E. ANÁLISIS ESTADÍSTICO BCS.....	127

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Capacidad Instalada por modalidad de generación.....	13
Gráfica 2 Separación horizontal de la actividad de generación de la CFE.....	14
Gráfica 3 Número de Ofertas del 27 de enero al 31 de diciembre de 2016.....	18
Gráfica 4 Comparativo de estatus de asignación Tecnología térmica vs hidroeléctrica.....	19
Gráfica 5 Cronograma de procesos para la Evaluación de Consistencia de Ofertas.....	20
Gráfica 6 Rechazo de ofertas 27 de enero al 31 de diciembre de 2016.....	23
Gráfica 7 Porcentaje de los motivos de rechazo de ofertas.....	23
Gráfica 8 Porcentaje de Ofertas por tipo de rechazo 27 de enero al 31 de diciembre de 2016.....	25
Gráfica 9 PML vs PML con recálculo en el SIN.....	26
Gráfica 10 Comparativo de Límites de Despacho Económico Mínimos UCE con tecnología térmica convencional.....	29
Gráfica 11 Comparativo de Límites de Despacho Económico Mínimos UCE con tecnología térmica turbogás.....	29
Gráfica 12 Comparativo de Generación entre el MDA vs tiempo real, mayo de 2016.....	31
Gráfica 13 Variación promedio horaria de generación entre el MDA y el AUGC.....	32
Gráfica 14 Variación promedio horaria de generación por tipo de oferta.....	33
Gráfica 15 Variación entre las ofertas de UCE con tecnología térmica en MDA y AUGC.....	34
Gráfica 16 SIN: Publicación de resultados para el MDA.....	36



Gráfica 17 BCA: Publicación de resultados para el MDA.....	38
Gráfica 18 BCS: Publicación de resultados para el MDA.....	39
Gráfica 19 SIN: PML y sus componentes.....	42
Gráfica 20 Distribución de PML promedio y PML máximo Enero – diciembre.....	43
Gráfica 21 PML y carga asignada diaria (promedio móvil de 7 días).....	44
Gráfica 22 Correlación PML diario vs tasa de calor implícita.....	45
Gráfica 23 Combustibles fósiles para generación en 2016.....	46
Gráfica 24 Precios nacionales de combustóleo en 2016.....	47
Gráfica 25 Precios nacionales de gas natural en 2016.....	48
Gráfica 26 Precios internacionales de gas natural en 2016.....	50
Gráfica 27 Inyección de gas natural en el sureste de México.....	53
Gráfica 28 Porcentaje de enlaces saturados por gerencia de control regional:.....	55
Gráfica 29 Horas con enlaces saturados y valor máximo del CC Mensual.....	56
Gráfica 30 Horas con enlaces saturados y valor máximo del CC Gerencia de control regional.....	57
Gráfica 31 Horas del día: saturación de enlaces y CC máximo.....	58
Gráfica 32 Horas del día: saturación de enlaces y CC máximo Gerencia de control regional..	59
Gráfica 33 Principales enlaces saturados.....	60
Gráfica 34 Enlace 6-6 ENL RAP-PMY+GUE-CPY.....	61
Gráfica 35 SIN: precios máximos de Servicios Conexos enero-noviembre 2016 (\$/MWh)...	68
Gráfica 36 BCA: precios máximos de Servicios Conexos enero-noviembre 2016 (\$/MWh)	69
Gráfica 37 BCS: precios máximos de Servicios Conexos abril-noviembre 2016 (\$/MWh)....	70
Gráfica 38 SIN: precios máximos de Servicios Conexos y PML máximos junio-agosto 2016 (\$/MWh).....	72
Gráfica 39 SIN: Correlación PML vs precios de RR10.....	73
Gráfica 40 Requerimientos de RR10 Zona 1 vs PML promedio (Occidental).....	74
Gráfica 41 Requerimientos de RR10 Zona 3 vs PML promedio (Noreste).....	75
Gráfica 42 Precios de RR10 Zona 2 vs PML promedio (Oriental).....	76
Gráfica 43 Precios de RR10 Zona 4 vs PML promedio (Noroeste).....	76
Gráfica 44 Curva de demanda de reserva operativa (MISO).....	78
Gráfica 45 Curva de demanda de reserva operativa (PJM).....	79
Gráfica 46 Curva de demanda de reserva operativa (ERCOT).....	80
Gráfica 47 Curva de demanda de reserva operativa Propuesta por el CENACE.....	81
Gráfica 48 Uso y pronóstico de energía hidroeléctrica almacenada.....	86
Gráfica 49 Salidas de operación forzosa vs uso de generación hidroeléctrica diciembre 2016.....	88
Gráfica 50 Pronósticos de AUGC y MDA vs generación eólica en tiempo real 28 de septiembre de 2016.....	89
Gráfica 51 Despacho de energía hidráulica: MDA vs tiempo real.....	90
Gráfica 52 Uso de generación hidroeléctrica vs Ofertas de CIL.....	92
Gráfica C.1. SIN: PML y sus componentes.....	117
Gráfica D.1. BCA: PML y sus componentes:.....	126
Gráfica E.1. BCS: PML y sus componentes.....	135

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Componentes del MEM.....	8
Tabla 2 Participantes del Mercado por modalidad	11
Tabla 3 Parámetros de Referencia revisados.....	27
Tabla 4 Entidades Federativas por gerencias de control regional.....	54
Tabla 5 Principales enlaces saturados.....	60
Tabla 6 Horas con cortes de energía Enlace 6-6ENL RAP-PMY+GUE-CPY.....	61
Tabla 7 PML negativos en el Mercado de Energía de Corto Plazo.....	64
Tabla 8 Cortes de energía en el Mercado del Día en Adelanto	65
Tabla 9 SIN: Precios Máximos de Servicios Conexos (\$/MWh).....	67
Tabla 10 BCA: Precios Máximos de Reservas (\$/MWh)	68
Tabla 11 BCS: Precios Máximos de Reservas (\$/MWh).....	69
Tabla 12 Uso de generación hidroeléctrica en tiempo real 28 de septiembre de 2016.....	85
Tabla A.1 Precios de Referencia de Servicios Conexos.....	97
Tabla C.1 SIN: valores del PML febrero-diciembre.....	106
Tabla C.2 SIN: observaciones del PML	107
Tabla C.3 valores del CE febrero-diciembre.....	112
Tabla C.4 valores del CP febrero-diciembre.....	113
Tabla C.5 SIN: valores del CC febrero-noviembre.....	115
Tabla D.1 BCA: valores del PML febrero-diciembre.....	119
Tabla D.2 BCA: observaciones del PML	120
Tabla D.3 BCA: valores del CE febrero-diciembre.....	123
Tabla D.4 BCA: valores del CP febrero-diciembre.....	125
Tabla E.1 BCS: Valores del PML abril-diciembre.....	128
Tabla E.2 BCS: observaciones del PML.....	128
Tabla E.3 BCS: valores del CE abril-noviembre	132
Tabla E.4 BCS: valores del CP abril-julio.....	133

LISTA DE ACRÓNIMOS

AVM	Autoridad de Vigilancia del Mercado
BCA	Sistema Interconectado Baja California
BCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
ca	Carbón
cc	Ciclo combinado
CC	Componente de Congestión Marginal
CE	Componente de Energía Marginal
CEL	Certificados de Energías Limpias
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIL	Contrato de Interconexión Legado
CP	Componente de Pérdidas Marginal
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
EIA	U.S. Energy Information Administration
ERC	Entidades Responsables de Carga
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ECO	Evaluación de Consistencia de Ofertas
HH	Henry Hub
HI	Hidroeléctrica
IPN	Instituto Politécnico Nacional
JKP	Japan-Korean Market
MDA	Mercado del Día en Adelanto
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MIM	Monitor Independiente del Mercado
MISO	Midcontinent ISO
MTR	Mercado de Tiempo Real
NBP	National Balancing Point
NP	No despachable
NYSO	New York Independent System Operator
OIS	Operador Independiente del Sistema
Pemex	Petróleos Mexicanos
PIE	Productores Independientes de Energía
PJM	PJM Interconnection
PML	Precio Marginal Local
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
REG	Regulación Secundaria de Frecuencia
RN	Renovable
RNR10	Reserva No Rodante de 10 Minutos
RNRS	Reserva No Rodante Suplementaria
RR10	Reserva Rodante de 10 Minutos
RRS	Reserva Rodante Suplementaria
SENER	Secretaría de Energía
SIM	Sistema de Información del Mercado
SIN	Sistema Interconectado Nacional



SLP	Subasta de Largo Plazo
SSB	Suministrador de Servicios Básicos
STX	Southern Texas
TE	Térmica
TG	Turbogás
UCE	Unidades de Central Eléctrica
UVM	Unidad de Vigilancia del Mercado
VPM	Venta de Primera Mano
ZP	Zonas de Potencia

1. INTRODUCCIÓN

El *Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2016* presenta una evaluación del desempeño y nivel de competencia del Mercado Eléctrico Mayorista durante su primer año de operaciones, al 31 de diciembre de 2016. Asimismo, incluye observaciones y recomendaciones sobre el diseño del mercado, protocolos y procedimientos implementados.

Como parte de la implementación de la reforma energética en el sector eléctrico, el Gobierno Federal realizó en el año 2016 acciones para la implementación de un mercado eléctrico competitivo. En particular, en enero de dicho año se inició la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, a través del cual los Participantes del Mercado realizan transacciones de compra-venta de energía eléctrica y demás productos que se requieren para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional.

La vigilancia y monitoreo del Mercado Eléctrico Mayorista es ejercido por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, la Unidad de Vigilancia del Mercado y el Monitor Independiente del Mercado, con el objetivo de asegurar el funcionamiento eficiente del MEM y el cumplimiento de las Reglas del Mercado, vigilando que éstas cumplan con los objetivos de la Ley de la Industria Eléctrica.

El Monitor Independiente del Mercado se integra por un grupo de expertos independientes para desempeñar funciones de vigilancia de los Participantes del Mercado, del Mercado Eléctrico Mayorista y de las determinaciones del Centro Nacional de Control de Energía, con la finalidad de emitir en forma periódica informes, opiniones y recomendaciones sobre el desempeño y la evolución del MEM. Asimismo, el MIM brinda apoyo a la Unidad de Vigilancia del Mercado y, en su caso, a la Autoridad de Vigilancia del Mercado en el desempeño de sus funciones de vigilancia.

Durante el primer año de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista en México, el MIM fue operado por el Instituto Politécnico Nacional y ESTA International, asociación que integró a expertos nacionales y extranjeros en temas relacionados al sector eléctrico y al funcionamiento de mercados eléctricos, de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico.

Este reporte se presenta como resultado de las actividades de vigilancia y monitoreo realizadas por el MIM durante 2016, año de inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista en México.

A fin de facilitar la lectura de los interesados, el presente reporte utilizará las definiciones contenidas en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica, el artículo 2 de su Reglamento y las Reglas del Mercado.

1.1. DISEÑO DEL MERCADO

El diseño del Mercado Eléctrico Mayorista contempló desde un inicio una implementación escalonada de sus distintos componentes. En la primera etapa se consideró la implementación del Mercado de Energía de Corto Plazo con precios topes establecidos en las Reglas del Mercado, transacciones de importación y exportación con programación fija, Subastas de Largo Plazo, Derechos Financieros de Transmisión, Mercado para el Balance de Potencia y Mercado de Certificados de Energías Limpias. Mientras que en la segunda etapa se consideró la implementación del Mercado de una Hora en Adelanto, transacciones virtuales, transacciones de importación y exportación despachables, Recursos de Demanda Controlable y curvas de demanda para reservas.

En particular, en el Mercado de Energía de Corto Plazo, se inició con la implementación del Mercado del Día en Adelanto para continuar con el Mercado de Tiempo Real, el cual sería utilizado para el despacho y la determinación de los Precios Marginales Locales y precios de Servicios Conexos en tiempo real. Actualmente, los precios generados en el Mercado del Día en Adelanto son utilizados para pagar la generación de energía eléctrica y la entrega de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real.

Otro componente importante para la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista son las Subastas de Derechos Financieros Transmisión. Estos instrumentos permiten a los Participantes del Mercado cubrirse ante diferencias en los Componentes de Congestión Marginales en el MDA. Durante 2016, solo era posible poseer Derechos Financieros de Transmisión Legados, lo que limitaba la entrada de nuevos Participantes del Mercado, ya que estos deben enfrentar dichas diferencias sin la oportunidad de adquirir estos instrumentos.

El diseño del Mercado Eléctrico Mayorista contempla un Mercado para el Balance de Potencia que permite garantizar la instalación de capacidad de generación suficiente para abastecer la carga necesaria durante las horas pico. Este mercado determina el monto que deberá ser pagado por los Participantes del Mercado para cubrir los desbalances que puedan existir respecto a Transacciones Bilaterales de Potencia y los requisitos de Potencia que establezca la CRE para Entidades Responsables de Carga. Dicho monto depende de diversos parámetros que deben ser definidos por las autoridades correspondientes; dos de estos parámetros se mantuvieron indefinidos hasta finales del 2016: a) la Reserva de Planeación Eficiente, y b) los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia.

Finalmente, para asegurar un esquema de competencia, la Ley de la Industria Eléctrica estableció la obligación de otorgar el acceso no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, así como la obligación de realizar la generación, transmisión, distribución, comercialización y la proveeduría de insumos primarios para la industria eléctrica de manera independiente entre ellas y bajo

condiciones de estricta separación legal. La Secretaría de Energía publicó el 11 de enero de 2016 en el Diario Oficial de la Federación, los “*Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad*”, los cuales contemplaron la separación de la CFE en al menos 4 diferentes empresas de generación, más una empresa que representa a los Productores Independientes de Energía y una empresa que representa a los Contratos de Interconexión Legados. Sin embargo, al momento de elaboración del presente reporte, dichas compañías continúan ofertando y recibiendo una liquidación de manera conjunta, por lo que, las mencionadas empresas de generación aún no compiten entre ellas.

1.2. COMPORTAMIENTO DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO

Como parte de las actividades de vigilancia del Monitor Independiente del Mercado, destacan los análisis realizados para evaluar el comportamiento de los Participantes del Mercado, en particular, la Evaluación de Consistencia de Ofertas y la revisión de Parámetros de Referencia.

La Evaluación de Consistencia de Ofertas consiste en la comparación diaria de las Ofertas de Venta de los Participantes del Mercado con los Parámetros de Referencia de las Unidades de Central Eléctrica, o en su defecto, con los Precios de Referencia estimados por el CENACE con base en la tecnología de las unidades para determinar la aceptación o rechazo de dichas Ofertas para el Mercado de Energía de Corto Plazo. Este proceso se desarrolló en dos etapas: la evaluación histórica realizada por la Unidad de Vigilancia del Mercado desde el inicio de operaciones del MEM hasta el 29 de julio de 2016 y la evaluación diaria realizada por el CENACE a partir del 30 de julio de 2016.

Como resultado del proceso de evaluación histórica, aproximadamente el 75% de las Ofertas presentadas por los Participantes del Mercado fueron consideradas inconsistentes con los Parámetros de Referencia de las UCE, por lo que la UVM notificó tal situación a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, quien instruyó al CENACE un recálculo de los precios del mercado y, en su caso, una rectificación de la facturación correspondiente, previa emisión del estado de cuenta respectivo. Este recálculo de precios resultó en una disminución de los Precios Marginales Locales con una diferencia de 24 mil millones de pesos, sin embargo 99.5% de esta diferencia pertenecía a transacciones entre las empresas de generación de CFE y el Suministrador de Servicios Básicos.

En el caso de la revisión de Parámetros de Referencia, se obtuvo un impacto inmediato en la operación eficiente del Sistema Eléctrico Nacional al contar con parámetros técnicos y de costos actualizados de la Unidades de Central Eléctrica, ya que actualmente el operador del mercado cuenta con insumos de calidad para el modelo de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica del CENACE para el MDA, lo cual

repercute directamente en el costo total para el Sistema Eléctrico Nacional y en los precios del mercado.

1.3. DESEMPEÑO DEL MERCADO

El análisis del desempeño del mercado se enfocó en el Mercado de Energía de Corto Plazo, debido a que el resto de los elementos aún se encuentran en proceso de implementación.

Durante 2016, el rango de los Precios Marginales Locales en el Mercado del Día en Adelanto fue de -\$1,388.54 por MWh a \$6,855 por MWh, presentando poca variabilidad ya que aproximadamente el 90% de los precios horarios fueron menores a \$1,500 por MWh y se presentaron únicamente 20 observaciones de PML negativos.

Respecto al análisis de los determinantes de los Precios Marginales Locales, se identificaron diversos factores que pueden impactar el aumento o la disminución de los precios de energía eléctrica como la demanda de energía eléctrica, la tasa de calor de las Unidades de Central Eléctrica, los precios y la disponibilidad de los combustibles y la saturación de enlaces. De los cuales, se identificó a la saturación de enlaces como el determinante más importante del Precio Marginal Local, ya que cuando la solución del modelo del MDA no permite cumplir con los requerimientos de energía de una gerencia de control regional se deben realizar cortes de energía provocando, en algunos casos, Componentes de Congestión Marginal más altos que el Componente de Energía Marginal.

Asimismo, se realizó un análisis de precios de Servicios Conexos, el cual indica que el operador del mercado reduce requerimientos de reserva cuando hay escasez de reserva y crea una reducción de precios de reserva por debajo del Precio Marginal Local, por lo que el Generador preferirá generar energía a proveer reservas al sistema.

1.4. DETERMINACIONES DEL CENACE

Otra de las actividades de vigilancia del Monitor Independiente del Mercado se enfoca en analizar las determinaciones del CENACE como parte de sus actividades de operador del Mercado Eléctrico Mayorista, detectándose una problemática de disminución del almacenamiento de energía hidroeléctrica.

A continuación se enlistan las principales razones identificadas de generación hidráulica no planeada:

1. Salidas de operación forzada
2. Incertidumbre en la previsión de generación eólica - variación en los recursos de viento y otros recursos intermitentes de generación

3. la diferencia entre los pronósticos de generación proveniente de los Contratos de Interconexión Legados y su generación real

A partir de noviembre de 2016, el CENACE implementó un nuevo proceso para estimar la generación de los CIL al utilizar patrones históricos de conducta y juicios de expertos que resultó en una disminución de la generación hidroeléctrica adicional en el tiempo real.

2. DISEÑO DEL MERCADO

2.1. APERTURA DEL MERCADO

El diseño del Mercado Eléctrico Mayorista contempló desde un inicio una implementación escalonada con una diversidad de componentes, los cuales se mencionan a continuación:

Tabla 1 Componentes del MEM

MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	
Mercado de Energía de Corto Plazo	
1ª Etapa	Mercado del Día en Adelanto Mercado de Tiempo Real
2ª Etapa	Mercado de una Hora en Adelanto
Mercado para el Balance de Potencia	
Mercado de Certificados de Energías Limpias	
Subastas de Derechos Financieros de Transmisión	
Subastas de Mediano y Largo Plazo	

Fuente: Bases del Mercado Eléctrico.

El MEM comenzó a operar con el Mercado del Día en Adelanto en las siguientes fechas del 2016 para cada uno de los Sistemas Interconectados:

1. Baja California – 27 de enero
2. Nacional – 29 de enero
3. Baja California Sur – 23 de marzo

A la fecha de elaboración del presente reporte, el CENACE no había comenzado a operar el Mercado de Tiempo Real, el cual debe ser utilizado para el despacho y la determinación de los Precios Marginales Locales y precios de Servicios Conexos en tiempo real. Aunado a este problema, se encuentra la falta de definición para el cálculo de costos de oportunidad para recursos de energía limitada, el cual se realiza actualmente por el CENACE pero es desconocido para los Participantes del Mercado.

Si bien las Bases del Mercado Eléctrico indicaban que las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión iniciarían en noviembre de 2016, a la fecha de elaboración del presente reporte únicamente se habían asignado Derechos Financieros de Transmisión Legados, los cuales permiten únicamente al Generador de Intermediación y al Suministrador de Servicios Básicos cubrirse ante diferencias en los Componentes de Congestión Marginales en el MDA.

Finalmente, a la fecha de elaboración del presente reporte, el CENACE no ha puesto en operación la totalidad del SIM, de conformidad con el Manual del Sistema de Información del Mercado y las diversas resoluciones que autorizan modificaciones a las fechas que deberá observar el CENACE para diversas Disposiciones Operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista publicadas por la SENER en el Diario Oficial de la Federación durante el 2016. Algunas áreas del SIM se pusieron en servicio el día de inicio de operaciones del MEM con un alcance inicial que incluyó únicamente el reporte de Precios Marginales Locales y precios de Servicios Conexos en el área pública y resultados de asignación y despacho en el MDA en el área certificada. Cabe señalar que el Manual del Sistema de Información del Mercado fue publicado el 4 de julio de 2016 y durante el año 2016 se fue incorporando gradualmente la publicación de más reportes, sin embargo a la fecha de elaboración del presente reporte aún no se publica el 100% de los reportes especificados en dicho manual.

2.2. PARTICIPACIÓN EN EL MEM

Con la reforma energética de 2013, el sector eléctrico se abrió a diferentes modalidades de inversión privada, sin embargo el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional son actividades que quedaron reservadas para el Estado. Las modalidades en las que se puede participar en el Mercado Eléctrico Mayorista se detallan a continuación:

2.2.1. GENERADOR

Es el titular de uno o varios permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, titular de un contrato de Participante del Mercado que representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a dichas centrales o, con la autorización de la CRE, a las Centrales Eléctricas ubicadas en el extranjero.

De conformidad con el artículo 17 de la Ley de la Industria Eléctrica, las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista requieren un permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica en el territorio nacional. Así mismo, se requiere autorización otorgada por la CRE para importar energía eléctrica proveniente de una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.

En este sentido, un Generador representa Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista, mediante la presentación de ofertas de venta de energía, la participación en las Subastas de Mediano y Largo Plazo que se realizan para asegurar el abasto a los Suministradores y la suscripción de Contratos de Cobertura Eléctrica con otros Participantes del Mercado para vender energía eléctrica y Productos Asociados. En particular, el Generador de Intermediación representa en el Mercado Eléctrico Mayorista

a las Centrales Eléctricas y a los Centros de Carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.

Cuando el mercado inició operaciones el 27 de enero y hasta el 31 de diciembre de 2016, la CFE contaba con un plazo otorgado por la SENER para realizar la actividad independiente de generación de manera directa.

Durante el año 2016, 8 Generadores incluyendo a las Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE firmaron contratos de Participante del Mercado con el CENACE, de los cuales todos se encuentran en operación al momento de elaboración del presente reporte.

2.2.2. USUARIO CALIFICADO PARTICIPANTE DEL MERCADO

Es el Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado. A partir del 11 de agosto de 2016, el umbral de demanda de los Centros de Carga que podrán incluirse en el registro de Usuarios Calificados se redujo de 2 MW a 1 MW con la posibilidad de agregar Centros de Carga que pertenecen a un mismo grupo de interés económico.

Los Usuarios Calificados tienen la libertad de participar en el Mercado Eléctrico Mayorista directamente, o a través de un Suministrador de Servicios Calificados. En caso de ser representados por un Suministrador de Servicios Calificados, este será el responsable de sus actividades en el MEM como la presentación de ofertas de compra de energía y la suscripción de Contratos de Cobertura Eléctrica con otros Participantes del Mercado para comprar energía eléctrica y Productos Asociados.

Actualmente, solo existe un Usuario Calificado Participante del Mercado que ha firmado contrato con el CENACE, sin embargo este no se encuentra en operación.

2.2.3. SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICOS

Es el permisionario que ofrece el Suministro Eléctrico bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado, y representa en el MEM a los Generadores Exentos que así lo requieran. Los Suministradores de Servicios Básicos celebran Contratos de Cobertura Eléctrica exclusivamente a través de las Subastas de Mediano y Largo Plazo.

Al momento de elaboración del presente reporte, la CFE es el único Suministrador de Servicios Básicos registrado ante el CENACE.

2.2.4. SUMINISTRADOR DE SERVICIOS CALIFICADOS

Es el permisionario que ofrece el Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados y puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos.

Actualmente, existen 6 candidatos que han completado el proceso de pre-registro en la modalidad de Suministrador de Servicios Calificados y 7 empresas con contrato en dicha modalidad, de las cuales 2 se encuentran en operación.

2.2.5. SUMINISTRADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Es el permisionario que provee el Suministro Eléctrico bajo precios máximos a los Usuarios Calificados y Generadores Exentos, por un tiempo limitado, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio en caso de que lo deje de prestar un Suministrador de Servicios Calificados.

Al momento de elaboración del presente reporte no se contaba con Participantes del Mercado en modalidad de Suministrador de Último Recurso, por lo que de requerirse el servicio, los Suministradores de Servicios Básicos de la zona geográfica estarán obligados a ofrecerlo.

2.2.6. COMERCIALIZADOR NO SUMINISTRADOR

Es el titular de un contrato de Participante del Mercado que realiza transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista sin representar activos físicos.

Actualmente, el CENACE no ha firmado contratos de Participante del Mercado en la modalidad de Comercializador No Suministrador.

Tabla 2 Participantes del Mercado por modalidad

Modalidad	Con contrato	En operación
Generador	8	8
Usuario Calificado Participante del Mercado	1	0
Suministrador de Servicios Básicos	1	1
Suministrador de Servicios Calificados	7	2
Suministrador de Último Recurso	0	0
Comercializador No Suministrador	0	0
TOTAL	17	11

Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

2.3. ESTRUCTURA DEL MERCADO

A pesar de que la Ley de la Industria Eléctrica establece un esquema de competencia para todos aquéllos interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista y la obligación de otorgar el acceso no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, durante el año 2016, la CFE continuó realizando de manera directa las actividades independientes de transmisión,

distribución, Suministro Básico, comercialización distinta al Suministro Básico, generación y proveeduría de insumos primarios¹.

Si bien, las actividades de transmisión y distribución comenzaron a realizarse de manera independiente en junio de 2016 y la actividad de comercialización distinta al Suministro Básico, correspondiente al Suministro Calificado comenzó en septiembre de 2016, el resto de las actividades continúa realizándose por parte de la CFE a la fecha de elaboración del presente reporte.

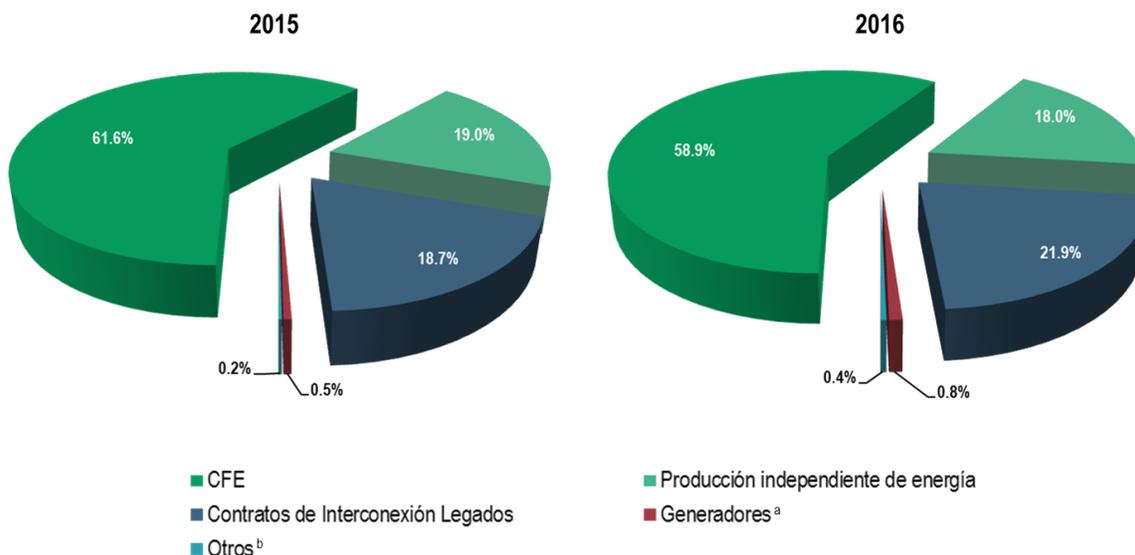
Lo anterior repercute principalmente en una concentración de mercado en la actividad de generación que se puede apreciar en la **Gráfica 1**, la cual muestra un comparativo de la Capacidad Instalada por modalidad de generación entre 2015 y 2016.

Es importante mencionar que la CFE controla los contratos con productores independientes de energía que amparan Centrales Externas Legadas, así como los Contratos de Interconexión Legados a través de la modalidad de Generador de Intermediación que al momento de elaboración del presente reporte todavía no se encontraba en operación.

Como se puede observar en la **Gráfica 1**, la CFE disminuyó su participación en la Capacidad Instalada del SEN en 2016 debido principalmente al aumento de la Capacidad Instalada correspondiente a Contratos de Interconexión Legados, la cual incrementó en 3,378 MW. Esta Capacidad Instalada se ofrece en el Mercado de Energía de Corto Plazo a través de programas fijos de energía, por lo que no competirá con otros Generadores, sin embargo es probable que en el despacho desplace Centrales Eléctricas más viejas y menos eficientes.

¹ El artículo Segundo Transitorio de los "Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad" publicados por la SENER el 11 de enero de 2016 en el Diario Oficial de la Federación, establece que, a fin de garantizar que el periodo de reestructura de la industria eléctrica no ponga en riesgo la Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, la CFE podrá continuar realizando las actividades independientes, incluyendo la participación en el MEM, de manera directa hasta seis meses después de la entrada en vigor de dicho instrumento. Posteriormente, la SENER publicó el 19 de septiembre de 2016 en el Diario Oficial de la Federación la "Resolución que modifica el capítulo 8 de los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, y los plazos y mecanismos transitorios que deberá observar la Comisión Federal de Electricidad para la Separación Legal y Contable, así como la participación como generador y suministrador en los procesos de la subasta de largo plazo", la cual establece en el punto resolutivo segundo la ampliación del plazo para que la CFE continúe realizando la actividad independiente de generación hasta el 31 de diciembre de 2016, así como la ampliación del plazo para que la CFE continúe realizando las actividades independientes de transmisión, distribución, Suministro Básico, comercialización distinta al Suministro Básico y proveeduría de insumos primarios hasta el 31 de octubre de 2016.

Gráfica 1 Capacidad Instalada por modalidad de generación



^a Generadores distintos a la CFE bajo el esquema de la Ley de la Industria Eléctrica.

^b Incluye al Fideicomiso de Riesgo Compartido y Generación Distribuida.

Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE y de la SENER.

Esta concentración de mercado está en proceso de ser mitigada a través de la separación horizontal de la actividad de generación, la cual será dividida en seis empresas productivas subsidiarias², de las cuales una representará a los contratos de producción independiente de energía, y una empresa filial³ que participará en modalidad de Generador de Intermediación. Todas las empresas productivas subsidiarias y filiales de la CFE deberán contar con murallas chinas⁴ para prevenir comunicación inapropiada.

Para las cinco empresas productivas subsidiarias restantes, la propuesta de asignación por parte de la SENER⁵ del portafolio de las Centrales Eléctricas pertenecientes a la CFE ha sido balanceada tomando en cuenta la capacidad y los tipos de tecnología de cada UCE para prevenir el poder de mercado a nivel local. La separación horizontal de la actividad de generación se muestra en la **Gráfica 2**.

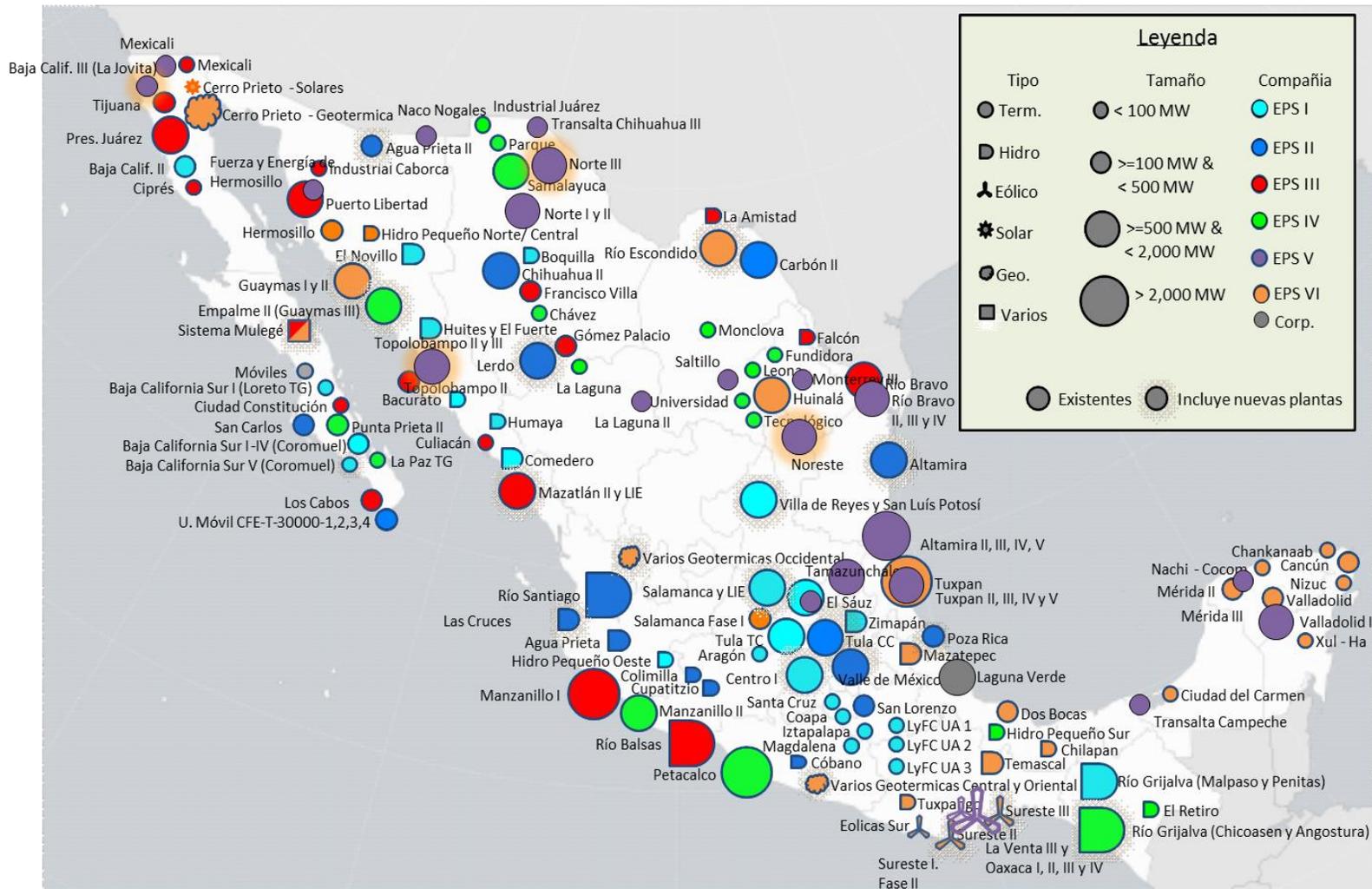
² El artículo 58 de la Ley de la CFE establece que las empresas productivas subsidiarias son empresas productivas del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

³ El artículo 59 de la Ley de la CFE establece que las empresas filiales son aquellas en las que participe la CFE, directa o indirectamente, en más del cincuenta por ciento de su capital social, con independencia de que se constituyan conforme a la legislación mexicana o a la extranjera.

⁴ Mecanismo de separación de actividades y de información entre empresas, incluyendo sus estados financieros.

⁵ Para mayor información, consultar los "Términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad" publicado el 4 de noviembre de 2016 en el Diario Oficial de la Federación.

Gráfica 2 Separación horizontal de la actividad de generación de la CFE



Fuente: SENER.

La separación vertical y horizontal de la CFE no es la única medida tomada para mejorar la estructura competitiva del Mercado Eléctrico Mayorista, como resultado de la reforma energética del 2013. Una de las herramientas adicionales para procurar el desarrollo de un mercado eléctrico competitivo es el establecimiento de los Contratos Legados⁶.

Los Contratos Legados son un mecanismo de transición para disminuir la participación de mercado de la CFE, por lo que los MW contratados irán disminuyendo gradualmente de manera que CFE Suministrador de Servicios Básicos deberá ir adquiriendo sus Contratos de Cobertura Eléctrica con otros Participantes del Mercado a través las Subastas de Mediano y Largo Plazo, asegurando la contratación de las Unidades de Central Eléctrica más competitivas.

Es importante mencionar que los Contratos Legados han sido utilizados internacionalmente como una herramienta útil cuando se busca desintegrar un monopolio para abrir la competencia en generación y comercialización en los mercados eléctricos, como es el caso de México. Estos contratos se han utilizado en lugares como Singapur e Irlanda a fin de reducir la posibilidad del abuso en el ejercicio de poder de mercado, como podría ser el retener o no ofertar capacidad ya sea de manera física o económica.⁷

De esta manera, los Contratos Legados fomentan la competitividad de los nuevos mercados al comprometer cantidades fijas de energía eléctrica y Productos Asociados de los incumbentes, las cuales se deberán ofertar en el Mercado de Energía de Corto Plazo basándose en el costo marginal de las UCE. De acuerdo con las prácticas internacionales, si los Generadores no producen la energía pactada en un Contrato Legado, deberán pagar el costo de reemplazo o adquirir la energía en el mercado para cumplir con su compromiso de entrega. Este mecanismo significa que un esfuerzo por retener capacidad para elevar el nivel de precio podría resultar en pérdidas para el Generador.⁸

Para la asignación de Contratos Legados en el Sistema Eléctrico Nacional, la SENER evalúa 215 Centrales Eléctricas en el país que suman una Capacidad Instalada de 63,722.10 MW. De ellas, 159 son Centrales Eléctricas Legadas existentes y 28 son proyectos que iniciarán operación a más tardar en 2018. El límite de inicio de operación para los proyectos es en el año 2018 a fin de reducir la incertidumbre en las condiciones a pactar en los Contratos Legados como el presupuesto, el tipo de tecnología y la Capacidad Instalada.

⁶ La SENER, con opinión de la CRE, establecerá los términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y las empresas de generación que serán responsables de la operación y representación en el mercado de las centrales de la CFE.

⁷ Para Singapur, véanse Energy Market Authority, "Review of The Vesting Contract Regime Consultation Paper", <https://www.ema.gov.sg/>. Para Irlanda véanse, Commission for Energy Regulation, "Review Of The Regulatory Framework For The Retail Electricity Market: Proposals On A Roadmap For Deregulation", <http://www.cer.ie/docs/000818/cer09189.pdf>

⁸ La Ley de la Industria Eléctrica señala que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar Contratos Legados, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarcan la energía eléctrica y Productos Asociados de cada Central Eléctrica Legada y Central Externa Legada.

Los proyectos seleccionados para firmar un Contrato Legado con el Suministrador de Servicios Básicos serán aquellos cuya estimación genere mayor valor económico al Sistema Eléctrico Nacional, utilizando como referencia los PML pronosticados en los PRODESEN 2015-2029 y 2016-2030.

2.4. RECOMENDACIONES

La implementación escalonada del Mercado Eléctrico Mayorista ha permitido al CENACE tener en funcionamiento a algunos de los componentes más importantes del mercado, sin embargo aún hacen falta otros componentes que son necesarios para el funcionamiento eficiente del mismo, por lo que el MIM recomienda que se tomen en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Implementar el cálculo de Precios Marginales Locales y de precios de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real.
2. Emitir las Disposiciones Operativas correspondientes e implementar los mecanismos para la adquisición de Derechos Financieros de Transmisión, a fin de que no se limite la entrada a nuevos Participantes del Mercado al tener que enfrentar directamente las diferencias en los Componentes de Congestión Marginales en el MDA.
3. Definir con antelación los parámetros que serán utilizados en el Mercado para el Balance de Potencia como: a) la Reserva de Planeación Eficiente, y b) los costos fijos nivelados totales finalizados de la Tecnología de Generación de Referencia.
4. Poner en servicio la publicación del 100% de los reportes especificados en el Manual del Sistema de Información del Mercado.
5. Realizar las actividades de Suministro Básico y generación de la CFE de manera independiente.

3. COMPORTAMIENTO DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO

3.1. OFERTAS PRESENTADAS POR LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO

Un paquete de ofertas en el Mercado de Energía de Corto Plazo, es aquél que contiene la totalidad de las Ofertas recibidas de los Participantes del Mercado para cada hora de un Día de Operación en específico, en el cual se incluyen las Ofertas correspondientes a las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica, hidroeléctrica, renovable y aquellas con estatus no despachable, separadas por cada uno de los Sistemas Interconectados.

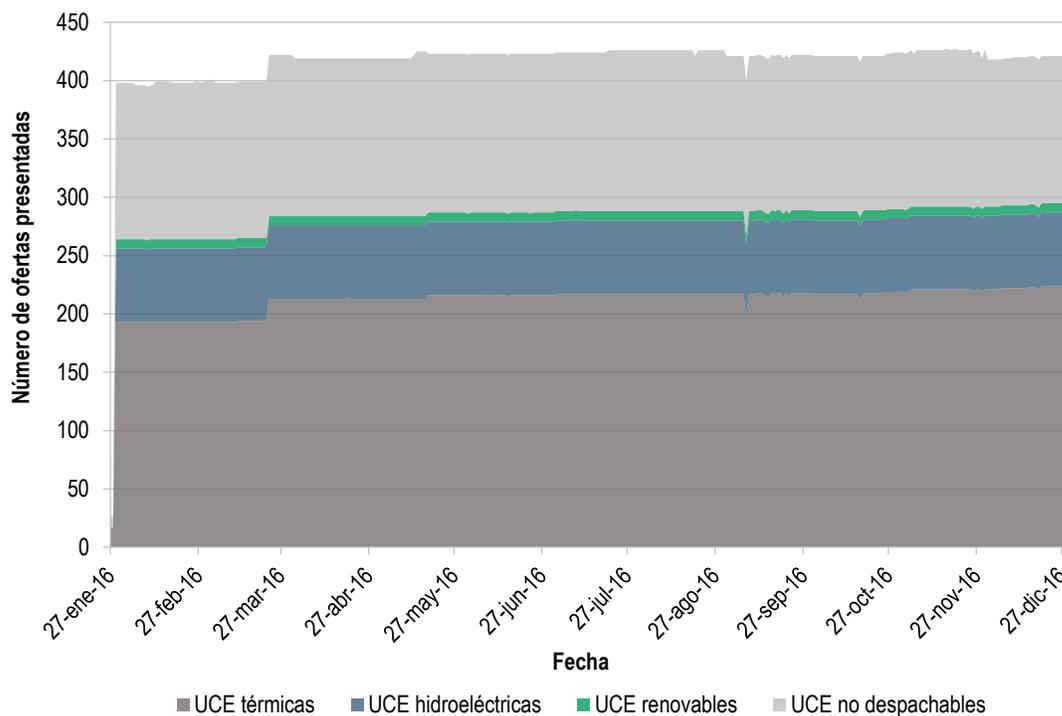
Inicialmente, en el Mercado del Día en Adelanto se recibieron paquetes de Ofertas con un promedio de 26 Ofertas para BCA y posteriormente al entrar en operación BCS y SIN, el promedio de Ofertas aumentó a 399. Durante los primeros 11 meses de operación, desde el 27 de enero al 31 de diciembre de 2016, se han recibido paquetes de Ofertas con un promedio de 420 Ofertas diarias considerando los tres Sistemas Interconectados.

De las Ofertas recibidas, alrededor del 50% corresponde a Ofertas de Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica, el 16% corresponde a tecnología hidroeléctrica, el 2% corresponde a tecnología renovable y el 32% restante corresponde a Unidades de Central Eléctrica con estatus no despachable.

Como se puede apreciar en la **Gráfica 3**, el paquete de Ofertas recibido diariamente en el Mercado del Día en Adelanto contiene un número de Ofertas estable a partir de marzo. Esto se debe a la entrada escalonada de los Sistemas Interconectados: BCA el 27 de enero de 2016, SIN el 29 de enero de 2016 y finalmente BCS el 23 de marzo de 2016. A partir de esta última fecha, se presentan reducciones en un rango de 1 a 3 Ofertas debido a que en ciertos días los Participantes del Mercado no envían sus Ofertas antes del cierre de recepción de Ofertas del Mercado del Día en Adelanto a las 10:00 horas.

Es posible observar un mínimo en el número de Ofertas correspondientes a las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica el 7 de septiembre de 2016, debido a que se suspendieron operaciones en el BCS como consecuencia de la presencia de un huracán en la zona de Baja California Sur. El resto de Ofertas correspondientes a otro tipo de tecnología o de estatus no despachable no se vio afectado debido a que la totalidad de las Ofertas del BCS corresponden a Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica.

Gráfica 3 Número de Ofertas del 27 de enero al 31 de diciembre de 2016



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.1.1. ESTATUS DE ASIGNACIÓN

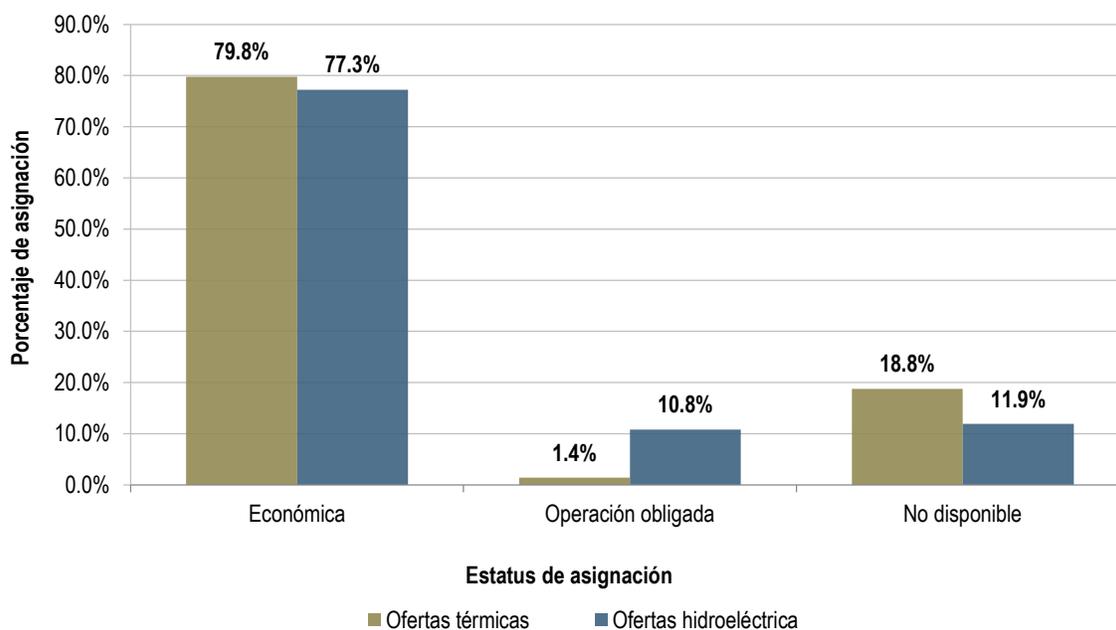
En el Mercado de Energía de Corto Plazo, los Participantes del Mercado pueden ofertar sus Unidades de Central Eléctrica con alguno de los siguientes estatus de asignación:

1. Económica: el CENACE podrá considerar a la Unidad de Central Eléctrica en todos los procesos de asignación y despacho del Mercado de Energía de Corto Plazo.
2. Operación obligada: el CENACE asignará a la Unidad de Central Eléctrica en todos los procesos del Mercado de Energía de Corto Plazo y la considerará disponible para despacho.
3. No disponible: el CENACE considerará a la Unidad de Central Eléctrica no disponible para los procesos de asignación y despacho del Mercado de Energía de Corto Plazo.

Actualmente, los Participantes del Mercado pueden elegir el estatus de asignación únicamente para las Ofertas de Venta correspondientes a Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica e hidroeléctrica. Como se puede observar en la **Gráfica 4**, durante 2016, las Ofertas de Venta correspondientes a UCE con tecnología térmica presentaron un promedio diario de estatus de asignación económica de 79.8%, mientras que para las UCE con tecnología hidroeléctrica fue de 77.3%; respecto al estatus de

asignación de operación obligada, las UCE con tecnología térmica presentaron un promedio diario de 1.4% mientras que para las UCE con tecnología hidroeléctrica fue de 10.8% debido al requerimiento de volumen de agua para turbinar por parte de la Comisión Nacional del Agua; finalmente, el estatus de asignación no disponible presentó un promedio diario para las UCE con tecnología térmica de 18.8% mientras que para las UCE con tecnología hidroeléctrica fue de 11.9%.

**Gráfica 4 Comparativo de estatus de asignación
Tecnología térmica vs hidroeléctrica**



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

3.2. EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA DE OFERTAS

Las Ofertas de Venta correspondientes a Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica contienen los siguientes componentes: costos de arranque (frío, tibio y caliente), oferta incremental de hasta 11 escalones, y oferta de Servicios Conexos (Regulación Secundaria de Frecuencia, Reservas Rodante y No Rodante de 10 minutos y Suplementarias). Cada uno de estos tres componentes se compara con los Precios de Referencia estimados por el CENACE con base en los Parámetros de Referencia de operación de las Unidades de Central Eléctrica para determinar su aceptación o rechazo para el Mercado de Energía de Corto Plazo⁹.

⁹ De conformidad con el numeral 1.3.26 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, los Parámetros de Referencia son aquellos parámetros de las UCE y Centros de Carga registrados por los Participantes del Mercado en la base de datos

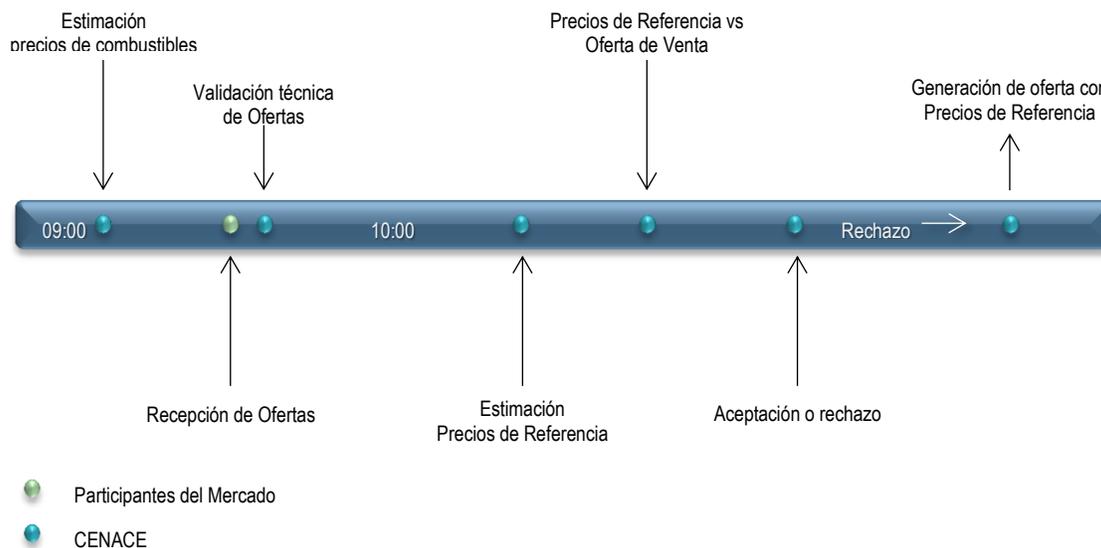
En caso de que se detecten inconsistencias entre las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado y los Precios de Referencia estimados por el CENACE para alguno de los componentes, entonces el CENACE utiliza su cálculo de Precios de Referencia para la Oferta de la Unidad de Central Eléctrica en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

Este procedimiento se efectuó en dos etapas con apoyo del MIM a la UVM y al CENACE:

1. Evaluación histórica: Consistió en la evaluación realizada por la Unidad de Vigilancia del Mercado de las ofertas económicas presentadas por los Participantes del Mercado en el periodo comprendido entre el inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista y el 29 de julio de 2016.
2. Evaluación diaria: Consiste en la evaluación diaria de consistencia de ofertas presentadas por los Participantes del Mercado a partir del 30 de julio.

En las dos etapas de evaluación, las Ofertas de Venta se analizaron por cada uno de los componentes mencionados anteriormente siguiendo el proceso que se aprecia en la **Gráfica 5**.

Gráfica 5 Cronograma de procesos para la Evaluación de Consistencia de Ofertas



Fuente: Elaboración propia con base en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

De manera diaria, la Evaluación de Consistencia de Ofertas inicia con la estimación de los precios correspondientes a los combustibles que utiliza cada Unidad de Central Eléctrica, empleando para ello los Parámetros de Referencia registrados por los Participantes del

correspondiente del CENACE, que tienen el propósito de que el CENACE pueda generar ofertas por omisión y evaluar que las Ofertas presentadas por los Participantes del Mercado sean consistentes con los Precios de Referencia.

Mercado ante el CENACE que definen el tipo de combustible a emplear, la zona y región de donde proviene el combustible, así como los costos variables de transporte, siguiendo los índices de precios de combustible establecidos en el Anexo C del Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado publicado el 15 de julio de 2016¹⁰.

En el momento que se reciben las Ofertas de Venta de los Participantes del Mercado, el CENACE realiza una validación técnica de las mismas, cuya finalidad es evitar el ingreso de información con deficiencias que harían imposible su utilización en los procesos del Mercado de Energía de Corto Plazo. Cuando la validación técnica de la Oferta es satisfactoria, se procede con la estimación de los Precios de Referencia para cada uno de los componentes de la Oferta, cuyo detalle puede consultarse en el Anexo A. **Estimación de Precios de Referencia** del presente reporte.

Es importante destacar que para el CENACE es necesario realizar la estimación de Precios de Referencia diariamente para contar con la información más actualizada de precios de combustibles y Parámetros de Referencia. Los parámetros utilizados para la estimación de Precios de Referencia son aquellos que el propio Participante del Mercado registró ante el CENACE, o que en el defecto de no existir tal registro, son estimados por el propio CENACE con base en la tecnología de cada Unidad de Central Eléctrica.

Una vez que el CENACE ha estimado los Precios de Referencia realiza una comparación de cada uno de estos con los componentes de la Oferta de Venta, en caso de que alguna Oferta presente componentes mayores a los Precios de Referencia, el CENACE rechaza el componente de la Oferta de Venta y genera una nueva oferta con los Precios de Referencia estimados para dicho componente.

1. Evaluación de costos de arranque: Para efectuar la evaluación de costos de arranque se compara el Precio de Referencia de cada tipo de arranque con el costo correspondiente de la Oferta de Venta, si el costo de la Oferta de Venta para ese tipo de arranque es mayor que el Precio de Referencia correspondiente la Oferta se rechaza por ese concepto y se sustituyen los valores de la Oferta por el Precio de Referencia. En este caso, se dice que *la oferta se rechaza por costos de arranque*.¹¹
2. Evaluación de oferta incremental: Para efectuar la evaluación de oferta incremental, es necesario obtener el Precio de Referencia total de la oferta incremental como el costo total de energía de la Oferta de Venta. Si el costo total de energía de la Oferta de Venta es mayor que el Precio de Referencia total, tanto

¹⁰ Para la etapa de evaluación histórica se utilizaron los precios de referencia de combustibles establecidos en el Anexo A del Oficio 315.168/16 emitido por la Unidad de Vigilancia del Mercado el 3 de agosto de 2016.

¹¹ Todo cambio en la Oferta de Venta debe respetar que el costo de arranque caliente sea igual o menor que el costo de arranque tibio y este último igual o menor que el costo de arranque frío. En caso de que esta desigualdad no se cumpla después de sustituir los Precios de Referencia, entonces se sustituyen los Precios de Referencia de los tres tipos de arranque.

el costo de operación en el Límite de Despacho Económico Mínimo como cada uno de los segmentos de energía que se hayan presentado son sustituidos por los Precios de Referencia correspondientes. En este caso, se dice que *la oferta se rechaza por oferta incremental*.

3. Evaluación de oferta de Servicios Conexos: Para efectuar la evaluación de la oferta de Servicios Conexos, se compara el costo ofertado para cada uno de los productos con el Precio de Referencia estimado por el CENACE, si el costo ofertado es mayor que el Precio de Referencia para un determinado producto entonces se sustituye el costo ofertado por el Precio de Referencia correspondiente. En este caso, se dice que *la oferta se rechaza por Servicios Conexos*.¹²

Las Ofertas aceptadas y las generadas por el CENACE son incluidas en el paquete de Ofertas para su uso en los procesos del Mercado de Energía de Corto Plazo.

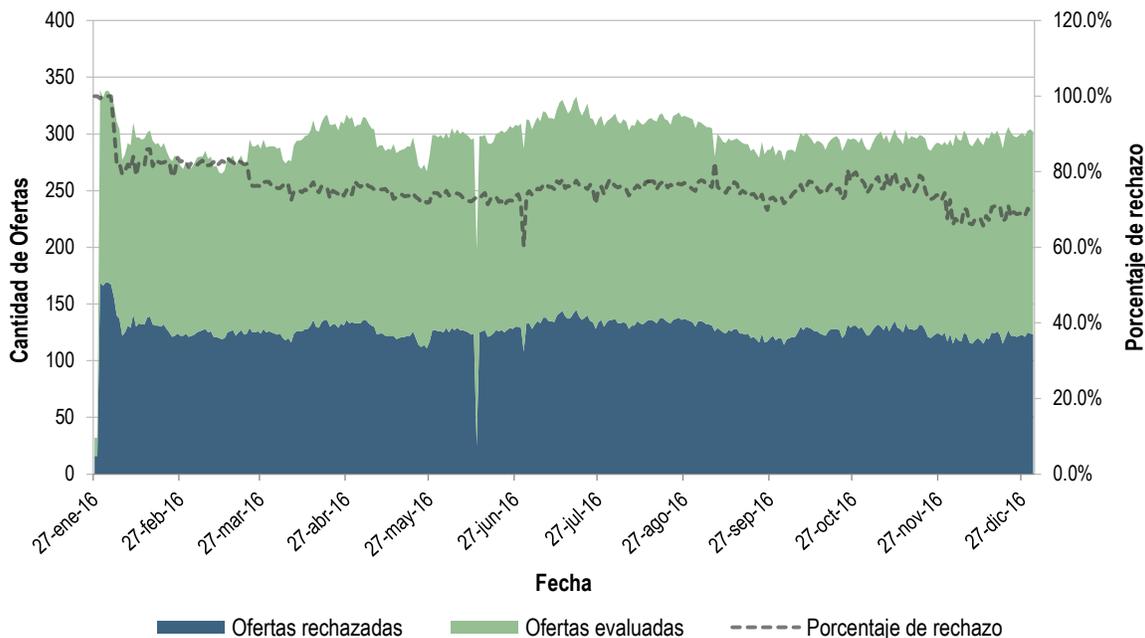
3.2.1. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN

La **Gráfica 6** muestra el resumen del rechazo de ofertas como resultado de la Evaluación de Consistencia de Ofertas durante las dos etapas de evaluación que comprendieron el periodo del 27 de enero al 31 de diciembre de 2016. Es posible apreciar, que el número de Ofertas rechazadas disminuyó a lo largo del año debido principalmente a la actualización de Parámetros de Referencia mencionada en la sección 3.3 del presente reporte.

El 30 de junio se presentó un mínimo de Ofertas rechazadas, debido a una disminución en los costos de arranque y de oferta incremental presentados en las Ofertas de Venta que no volvió a observarse en el resto del año.

¹² Todo cambio en la Oferta de Venta debe respetar que los costos sean coherentes a la calidad del producto, es decir, que el costo de reserva no rodante suplementaria sea igual o menor que el costo de reserva rodante suplementaria, y este sea igual o menor que el costo de reserva no rodante de 10 minutos, y este sea igual o menor que el costo de reserva rodante de 10 minutos, y este último igual o menor que el costo de reserva de regulación secundaria de frecuencia. En caso de que esta desigualdad no se cumpla después de sustituir los Precios de Referencia, entonces se sustituyen los Precios de Referencia de los cinco productos de Servicios Conexos.

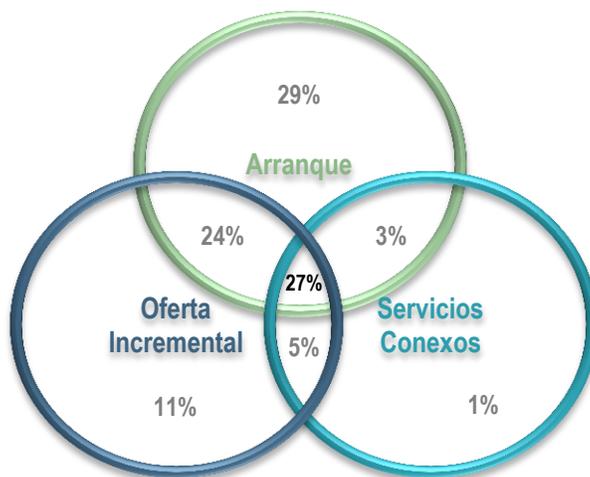
Gráfica 6 Rechazo de ofertas
27 de enero al 31 de diciembre de 2016



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

De la totalidad de Ofertas rechazadas diariamente, en la **Gráfica 7** se observa que en promedio el 41% es rechazado solo por uno de los motivos descritos anteriormente, mientras que el 27% es rechazado por los tres motivos, siendo el rechazo por costos de arranque el más importante debido a que no se han actualizado al totalidad de los Parámetros de Referencia de los Participantes del Mercado o a que los Participantes del Mercado no realizan una estimación adecuada de sus costos de arranque.

Gráfica 7 Porcentaje de los motivos de rechazo de ofertas



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

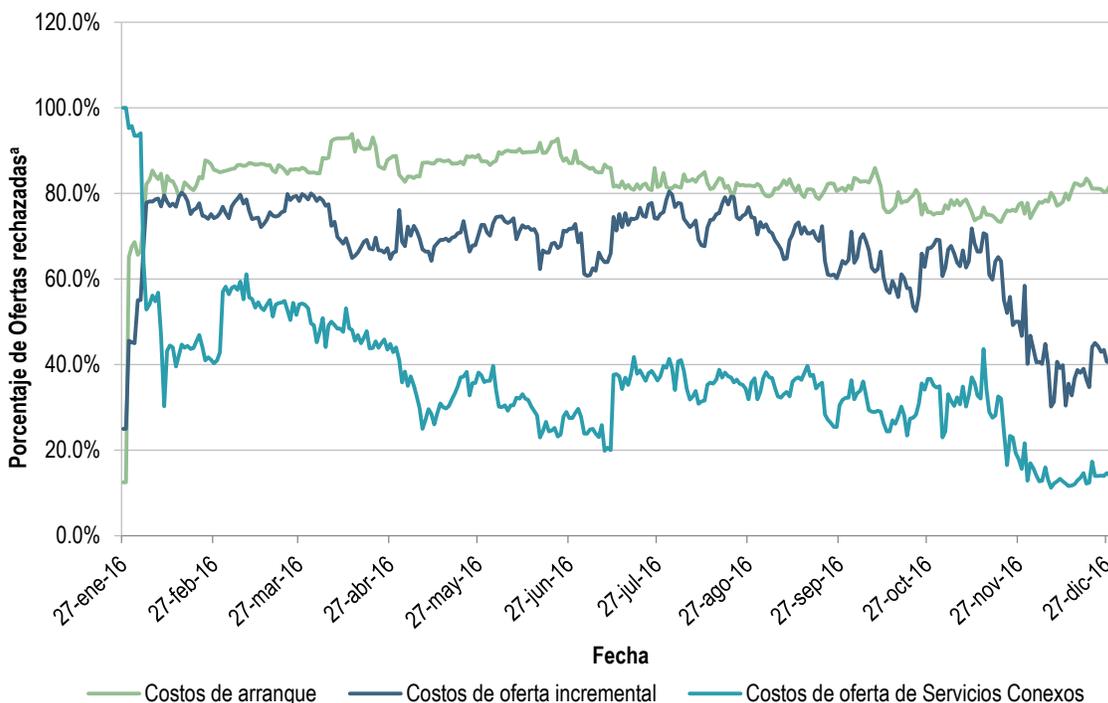
La **Gráfica 8** muestra el comportamiento a través del tiempo de los tres motivos por los cuales se puede efectuar un rechazo. Es posible observar una tendencia a la baja en el rechazo por oferta incremental y Servicios Conexos, lo cual se puede explicar por una actualización de Parámetros de Referencia y por una reducción de los costos ofertados por parte de los Participantes del Mercado. En lo que se refiere al costo de arranque, se observa una cierta estabilidad en el rechazo de Ofertas, debido a que la actualización de Parámetros de Referencia no ha sido adecuada en este concepto.

La **Gráfica 8** muestra el porcentaje correspondiente al rechazo por cada uno de los tres motivos, independientemente de que las Ofertas se rechacen por más de un motivo.

En el inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista, la totalidad de las ofertas se rechazó por Servicios Conexos, sin embargo también el 25% de las Ofertas fueron rechazadas por la oferta incremental y el 12% por costos de arranque. El 30 de noviembre, el 77.8% de Ofertas se rechazó por costos de arranque, 40.2% por oferta incremental y 12.8% por Servicios Conexos.

Si bien la mayoría de las ofertas han dejado de rechazarse por oferta incremental o Servicios Conexos, alrededor del 85% de Ofertas no han dejado de rechazarse por costos de arranque. Es decir, si la Oferta de Venta de una Unidad de Central Eléctrica a mediados de marzo se rechazaba constantemente por costos de arranque, oferta incremental y servicios conexos, al final del año la Oferta de Venta de la misma UCE se rechaza únicamente por costos de arranque.

**Gráfica 8 Porcentaje de Ofertas por tipo de rechazo
27 de enero al 31 de diciembre de 2016**



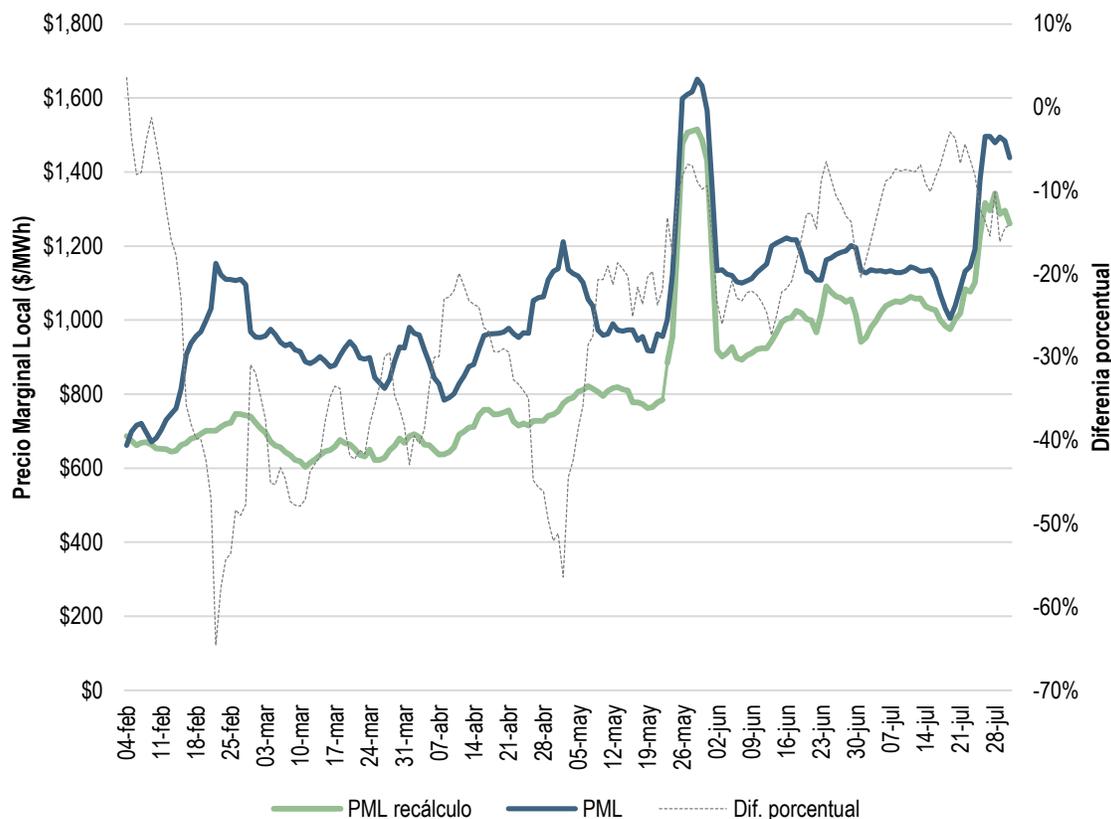
^a La suma total del porcentaje de Ofertas rechazadas puede ser mayor a 100% debido a que las Ofertas pueden rechazarse por más de un motivo.

Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

Como resultado del proceso de evaluación histórica, aproximadamente el 75% de las Ofertas presentadas por los Participantes del Mercado fueron consideradas inconsistentes con los Parámetros de Referencia de las UCE, por lo que la UVM notificó tal situación a la Autoridad de Vigilancia del Mercado, quien instruyó al CENACE un recálculo de los precios del mercado y, en su caso, una rectificación de la facturación correspondiente, previa emisión del estado de cuenta respectivo.

En la **Gráfica 9** se muestra el promedio móvil para siete días de los PML ponderados por zona de carga del Sistema Interconectado Nacional, donde el área correspondiente entre el Precio Marginal Local y el precio recalculado como resultado de la instrucción de la Autoridad de Vigilancia del Mercado presenta un promedio de -25.42% y un valor aproximado de 24 mil millones de pesos, sin embargo 99.5% de esta diferencia pertenecía a transacciones entre las empresas de generación de CFE y el Suministrador de Servicios Básicos, por lo que se tiene un costo evitado aproximadamente de 100 millones de pesos para el sistema.

**Gráfica 9 PML vs PML con recálculo en el SIN
29 de enero al 29 de julio de 2016**



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE y cálculos propios del Monitor Independiente del Mercado.

3.3. REVISIÓN DE PARÁMETROS DE REFERENCIA

Las Bases del Mercado Eléctrico establecen que cuando un Participante del Mercado presente una Oferta que exceda los parámetros de costos registrados ante el CENACE o aquellos casos en los que las capacidades ofrecidas se encuentren por debajo de las capacidades registradas, el Participante del Mercado debe proporcionar las razones y documentación de costos que identifiquen y expliquen las diferencias en las Ofertas.

Como parte de las actividades de vigilancia, en el primer semestre de 2016, la UVM inició un proceso de actualización de los Parámetros de Referencia correspondientes a Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica. En este proceso, el MIM brindó apoyo a la UVM en la revisión de los Parámetros de Referencia de 81 UCE, de las cuales 27 pertenecían a productores independientes de energía.

En el segundo semestre de 2016, la UVM con apoyo del MIM realizó una segunda etapa de actualización de Parámetros de Referencia, en la cual se analizó la información proporcionada por la CFE de 231 UCE incluyendo pruebas del Límite de Despacho Económico Mínimo para algunas unidades. La **Tabla 3** muestra los Parámetros de Referencia revisados en las dos etapas, donde se actualizó al menos un parámetro para

163 UCE; en el resto de los casos los responsables no presentaron documentación que justificara la modificación en los Parámetros de Referencia.

Tabla 3 Parámetros de Referencia revisados

Parámetros generales	Parámetros de arranque	Parámetros de generación
Nombre de la UCE	Tipo de combustible	Tipo de combustible
Clave de la UCE	Consumo de combustible por tipo de arranque	Límites de Despacho Económico Mínimo y Máximo
Tipo de tecnología (convencional, ciclo combinado, carbón, etc.)	Consumo de agua por tipo de arranque	Nivel de tensión
Configuración (solo para ciclo combinado)	Consumo de sustancias químicas por tipo de arranque	Coefficientes de la función de producción-cantidad de combustible
	Consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares por tipo de arranque	Costos variables de operación y mantenimiento por generación
	Costos variables de operación y mantenimiento por tipo de arranque	

3.3.1. RESULTADOS DE LA REVISIÓN

La asesoría brindada por parte de la UVM y del MIM a los Participantes del Mercado para llevar a cabo el registro y actualización de sus Parámetros de Referencia tuvo un impacto inmediato en la operación eficiente del Sistema Eléctrico Nacional, puesto que contar con parámetros técnicos y de costos actualizados y fidedignos permite:

1. Disponer de insumos de calidad para los modelos del Mercado de Energía de Corto Plazo, lo cual repercute directamente en el cálculo de los Precios Marginales Locales.
2. Homologar las bases de datos del CENACE, de la UVM y del MIM con la información de los Participantes del Mercado, y con ello realizar la evaluación y análisis de las Ofertas con un entendimiento común de los insumos y de los cálculos establecidos por el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

Adicionalmente, las pruebas de Límite de Despacho Económico Mínimo efectuadas por terceros o por los propios Participantes del Mercado brindaron una mayor certidumbre sobre las capacidades técnicas de las UCE así como un aumento en la flexibilidad al sistema. Cabe destacar que estas pruebas deben ser realizadas siguiendo estándares establecidos.

En particular, en los casos en que el valor de la prueba de Límite de Despacho Económico Mínimo resultó menor que el parámetro registrado, la flexibilidad de la UCE se vio incrementada al ampliar el intervalo de capacidad disponible para el cual es válida la función de producción – cantidad de combustible que modela su comportamiento de generación.

En términos de costos, y teniendo en cuenta que las disposiciones transitorias del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo permiten considerar que el proceso de arranque

finaliza cuando la UCE alcanza su Límite de Despacho Económico Mínimo, al tener un valor menor en esta prueba, entonces disminuyen los insumos involucrados en el arranque, como combustible, agua y energía eléctrica para servicios auxiliares, por lo que la oferta de arranque será menor.

La información disponible de las pruebas de Límite de Despacho Económico Mínimo permitió realizar un análisis de los registros del año 2011 y la información actualizada en 2016. El análisis consideró la información de 51 pruebas de Límite de Despacho Económico Mínimo de UCE del Sistema Interconectado Nacional, de las cuales 32 corresponden a UCE con tecnología térmica convencional y 19 a UCE con tecnología turbogás.

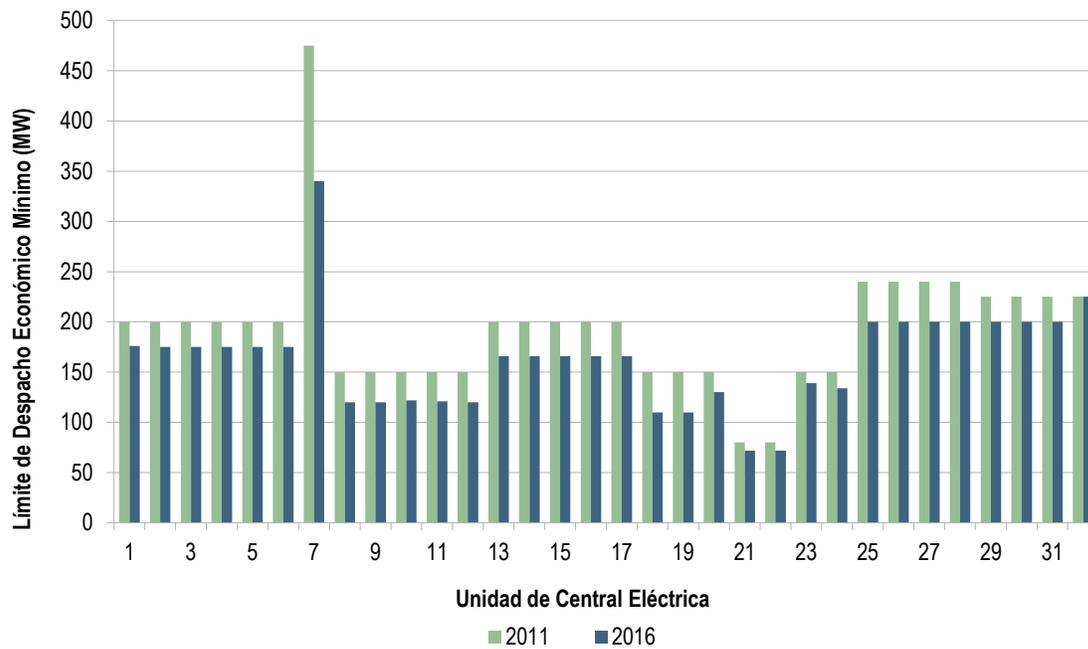
Al realizar una comparación entre el Límite de Despacho Económico Mínimo de 2011, publicado oficialmente por la CFE en su portal de internet¹³, y los datos obtenidos de las pruebas de 2016, las UCE con tecnología térmica convencional presentaron un aumento en el intervalo de capacidad disponible de 979 MW, lo cual representa 15.8% de la suma de Límites de Despacho Económico Mínimos de dichas unidades. En el caso de las UCE con tecnología térmica turbogás se obtuvo una disminución del intervalo de capacidad disponible de 191 MW, lo cual representa una disminución del 196.9% de la suma de Límites de Despacho Económico Mínimos de dichas unidades¹⁴.

Como se puede apreciar en la **Gráfica 10**, el Límite de Despacho Económico Mínimo para todas las UCE con tecnología térmica convencional resultó ser menor que el valor registrado para 2011. En el caso de las UCE con tecnología térmica turbogás, se puede observar en la **Gráfica 11** que solo 8 de las 19 unidades analizadas presentan un Límite de Despacho Económico Mínimo menor al registrado en 2011, el resto de las unidades presentan una diferencia considerable, del orden de 10 veces del valor registrado en 2011. Cabe mencionar que las UCE con tecnología térmica turbogás analizadas tienen una capacidad pequeña en comparación con las UCE con tecnología térmica convencional, debido a que estas unidades se utilizan como generación distribuida.

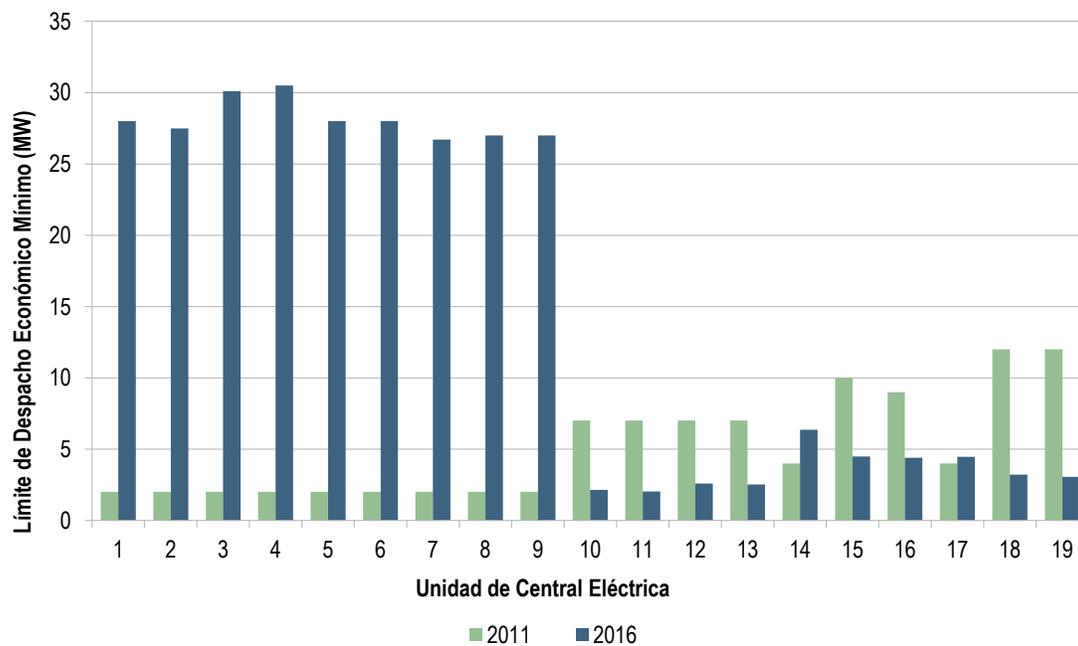
¹³ Comisión Federal de Electricidad, 2011.

¹⁴ Los resultados presentados son aproximados, ya que los datos del portal de internet de la CFE no indican si son valores brutos o netos de capacidad.

**Gráfica 10 Comparativo de Límites de Despacho Económico Mínimos
UCE con tecnología térmica convencional**



**Gráfica 11 Comparativo de Límites de Despacho Económico Mínimos
UCE con tecnología térmica turbogás**



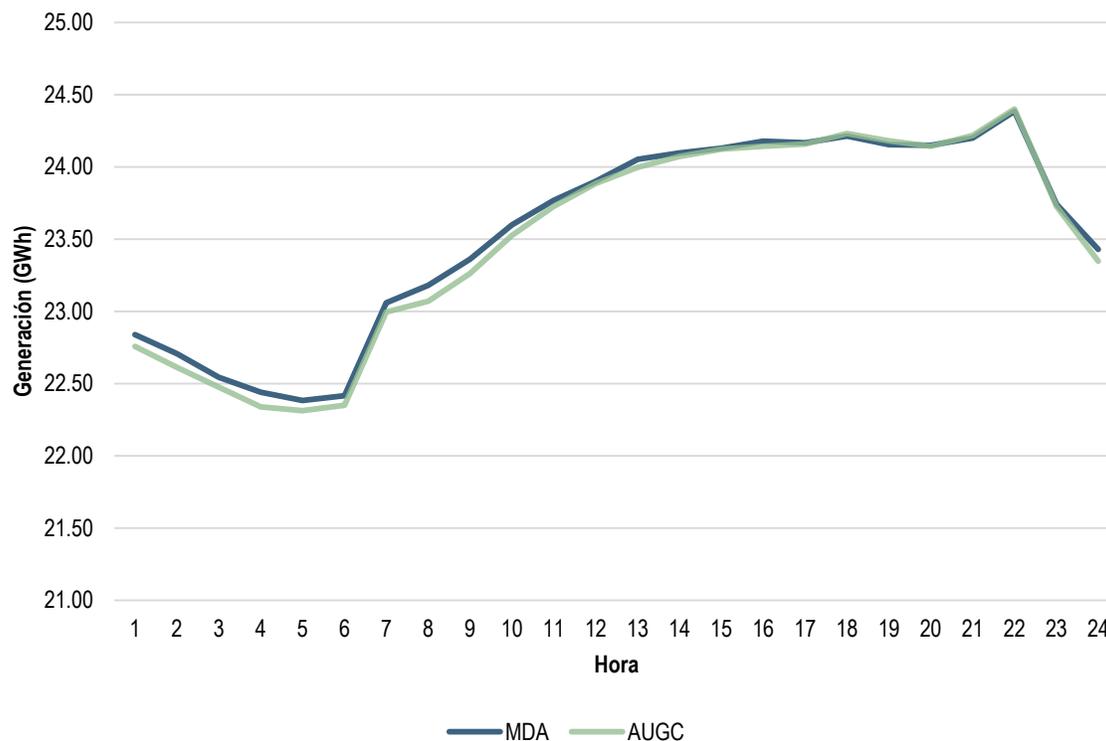
3.4. OFERTAS DE GENERACIÓN ENTRE EL MDA Y EL AUGC

Como ya se ha mencionado anteriormente, los Participantes del Mercado envían sus ofertas iniciales en el MDA y después de que estas hayan sido recopiladas y registradas antes de las 10:00 horas del día anterior al Día de Operación pueden ser cambiadas para su uso en el AUGC (como límites de MW). Las ofertas recibidas en forma posterior a la hora de cierre, serán consideradas en los procesos de Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y en los procesos del Mercado de Tiempo Real. Posterior a esa hora, se cierra la ventana de recepción de Ofertas para el Mercado del Día en Adelanto y se inicia el proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado del Día en Adelanto. Por lo que debido a este cambio y ajuste en las ofertas los Participantes del Mercado podrían realizar prácticas que afecten el funcionamiento eficiente del MEM.

A continuación se presenta una comparación de la cantidad de generación (GW) que se ofertó en el Mercado del Día de Adelanto (MDA) y en la Asignación de Unidades de Central Eléctrica por Confiabilidad (AUGC), en otras palabras la generación total ofertada para el mercado en el MDA contra el AUGC.

En un mercado eléctrico competitivo maduro no debería existir un patrón consistente de diferencias entre ambas plataformas. Para la operación día a día se podrían esperar diferencias debido a cortes de energía, por el regreso anticipado de Unidades de Central Eléctrica o algunos eventos inesperados. Sin embargo, a largo plazo, la diferencia promedio entre la generación disponible en el MDA y el AUGC debería ser pequeña.

Gráfica 12 Comparativo de Generación entre el MDA vs tiempo real, mayo de 2016



Fuente: CENACE.

De acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico, los Generadores de energía eléctrica deben ofrecer la totalidad de sus capacidades disponibles para producir energía y Servicios Conexos de las Unidades de Central Eléctrica que representan.

La evidencia de una diferencia consistente podría indicar un problema técnico con el registro y la gestión de las ofertas, o la retención intencional de la capacidad por parte de los Participantes del Mercado. A esta última se le conoce como “Retención Física”, la cual tiene el propósito de elevar de manera arbitraria el precio de la electricidad en un mercado, por ejemplo, un Participante del Mercado con una cartera grande puede reducir la generación total ofertada en 1%, con la expectativa de que el precio se eleve entre un 2% y 3%. La pérdida de ingresos por generación del 1% sería compensada por la ganancia en ingresos por generación de la capacidad restante en propiedad del Participante del Mercado.

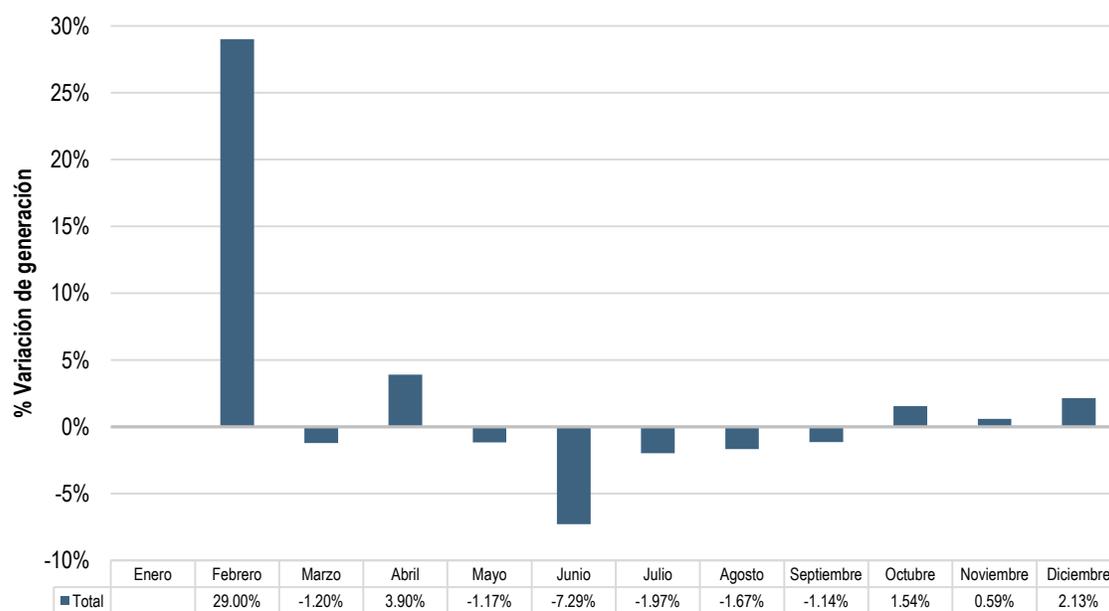
El incentivo para ejercer la retención en el Mercado Eléctrico Mayorista durante el año 2016 estuvo presente, debido a que el precio calculado en el MDA también se aplicó a la generación en tiempo real. En el ejemplo anterior donde el Participante del Mercado retiene el 1%, el participante pierde ingresos del MDA en 1%. Sin embargo, si el mismo participante reestablece la generación en la operación en tiempo real, el participante se beneficiará con la asignación del precio en el MTR para la generación que no se ofertó en

el MDA. Por lo que el participante renunciaría a cualquier ingreso de generación debido a su incapacidad para ofrecer el 100% de su capacidad en el MDA si la retención física es detectada.

A continuación se analizan los datos de las ofertas enviadas en el MDA y las ofertas actualizadas para el AUGC durante 2016 para SIN, BCA y BCS.

La **Gráfica 13** muestra la variación promedio por hora entre la generación neta (GW) del AUGC con respecto a la del MDA y se observa que esta diferencia fue decreciendo durante el transcurso del año. Es importante mencionar que en febrero donde se observa una importante variación entre el MDA y el AUGC debido al arranque del mercado y la puesta a punto de los modelos del MDA y AUGC, de hecho hasta abril se inició un comportamiento normal de operación de ambos modelos.

Gráfica 13 Variación promedio horaria de generación entre el MDA y el AUGC

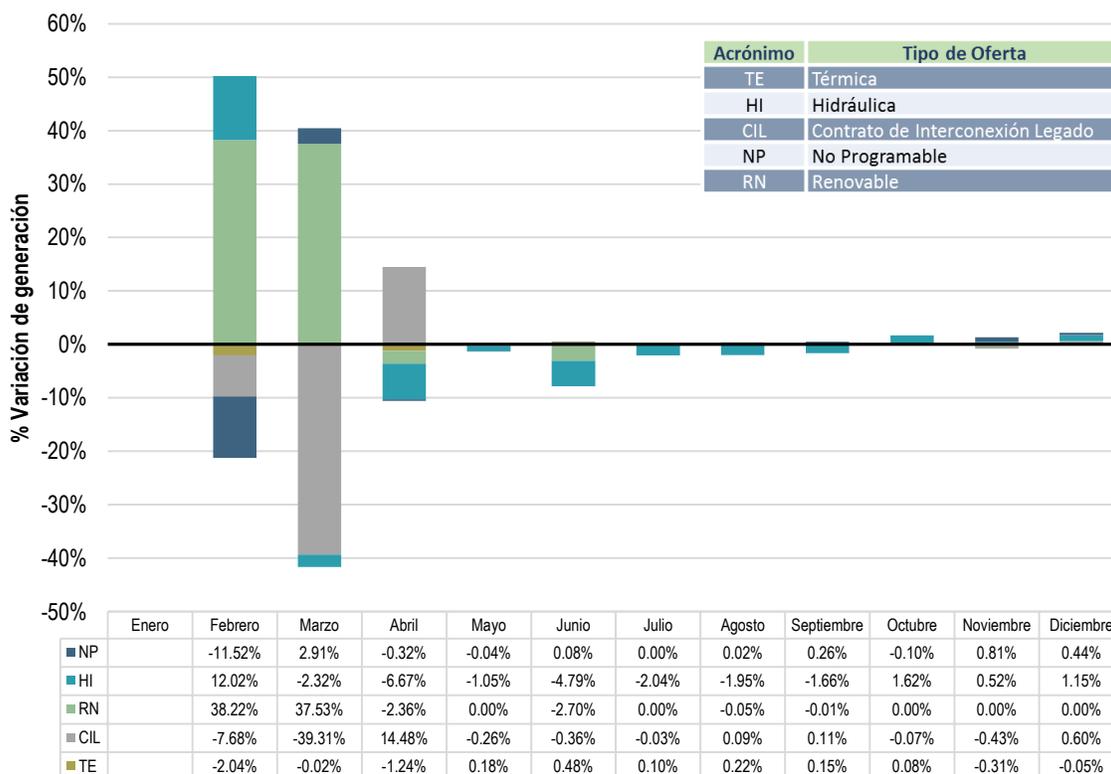


Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE

En la **Gráfica 14** se observan las ofertas que se presentaron en el AUGC pero no en el MDA, estas ofertas se presentan como la diferencia porcentual respecto al total de ofertas en el MDA, es posible observar que las ofertas de UCE con tecnología renovable y las de los Contratos de Interconexión Legados fueron las que tuvieron las mayores variaciones al inicio del año y por el contrario las ofertas UCE con tecnología térmica tuvieron las menores variaciones durante todo el año. Es importante notar que las ofertas de UCE hidroeléctricas tuvieron una constante de diferencia de generación aproximadamente del 2% con respecto a las ofertas presentadas en el MDA.

Con respecto a las Unidades de Central Eléctrica con tecnología renovable se muestra una nula diferencia a partir de julio, por lo que las diferencias observadas en febrero y marzo se interpretan como dificultades técnicas asociadas con el inicio del mercado, tales como Parámetros de Referencia inexactos, más que una posible retención física.

Gráfica 14 Variación promedio horaria de generación por tipo de oferta

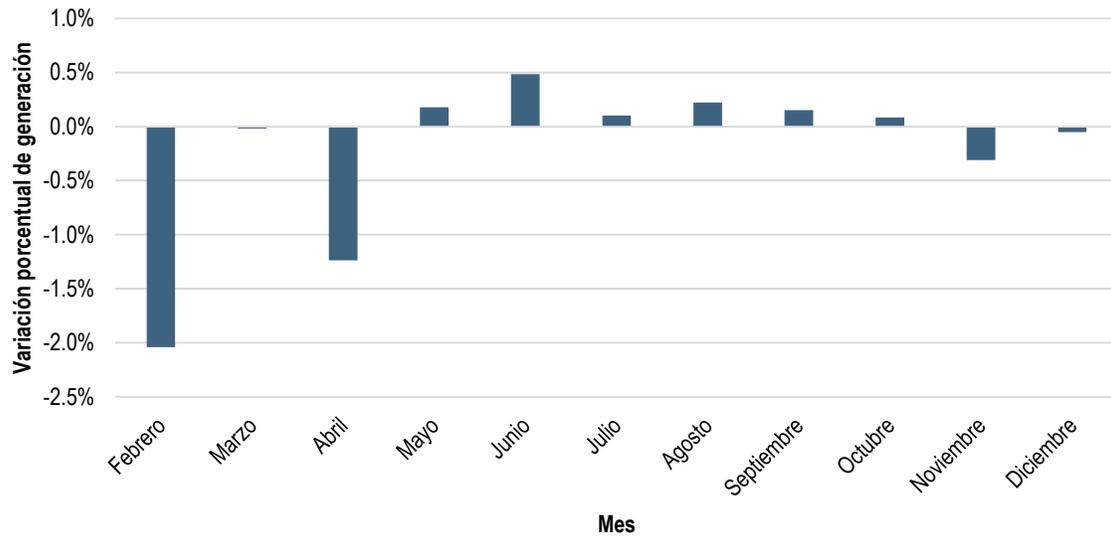


Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE

Debido a que las Unidades de Central Eléctrica con tecnología térmica son las que pueden tener más control sobre su disponibilidad, son sus ofertas las que se analizaron más a fondo. La **Gráfica 15** muestra la variación de generación promedio por hora asignada en el MDA y el AUGC, y como se observó en la **Gráfica 14**, estas ofertas no tuvieron una diferencia mayor del 1% durante todo el año.

Como resultado de este análisis no se encontró evidencia de retención física, las diferencias encontradas al inicio del año se atribuyen al ajuste de los sistemas del MDA y el AUGC, como se mencionó, al final del año se obtuvieron valores con una mínima diferencia, lo que muestra un comportamiento normal para estos modelos entre sí. Las diferencias positivas en los meses de verano muestran el comportamiento debido al incremento de la demanda por las condiciones climatológicas, lo que explica las diferencias negativas en los meses de invierno donde baja la demanda de energía eléctrica.

Gráfica 15 Variación entre las ofertas de UCE con tecnología térmica en MDA y AUGC



Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

3.5. RECOMENDACIONES

Si bien, durante 2016 se avanzó en la especificación de ciertos elementos necesarios para el Mercado de Energía de Corto Plazo con los “*Términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos*” y las “*Disposiciones para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados*”. Es importante que la Unidad de Vigilancia del Mercado continúe observando el comportamiento de los Participantes del Mercado a través de la revisión de Parámetros de Referencia, así como el análisis de la Evaluación de Consistencia de Ofertas realizada por el CENACE.

Respecto a los análisis realizados en el presente capítulo, el MIM recomienda que se tomen en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Modificar los modelos del Mercado de Energía de Corto Plazo para que los Participantes del Mercado puedan ofertar el costo de operación en vacío de sus unidades, a fin de que el CENACE pueda calcular sus costos cuando las UCE operen por debajo de la capacidad mínima ofertada.
2. En la revisión de Parámetros de Referencia:
 - a. Los procedimientos de pruebas realizados por terceros o por los propios Participantes del Mercado deben cumplir con estándares internacionales, por lo que se recomienda la elaboración de normas para la ejecución de cada tipo de prueba y se establezca un formato estándar para el reporte de las mismas.
 - b. La UVM puede crear un padrón de terceros autorizados para llevar a cabo las pruebas de las Unidades de Central Eléctrica.
 - c. Analizar con mayor detalle las pruebas de Límite de Despacho Económico Mínimo de las UCE con tecnología térmica turbogás, ya que son unidades consideradas flexibles y con antecedentes de generación por debajo de lo registrado.

4. DESEMPEÑO DEL MERCADO

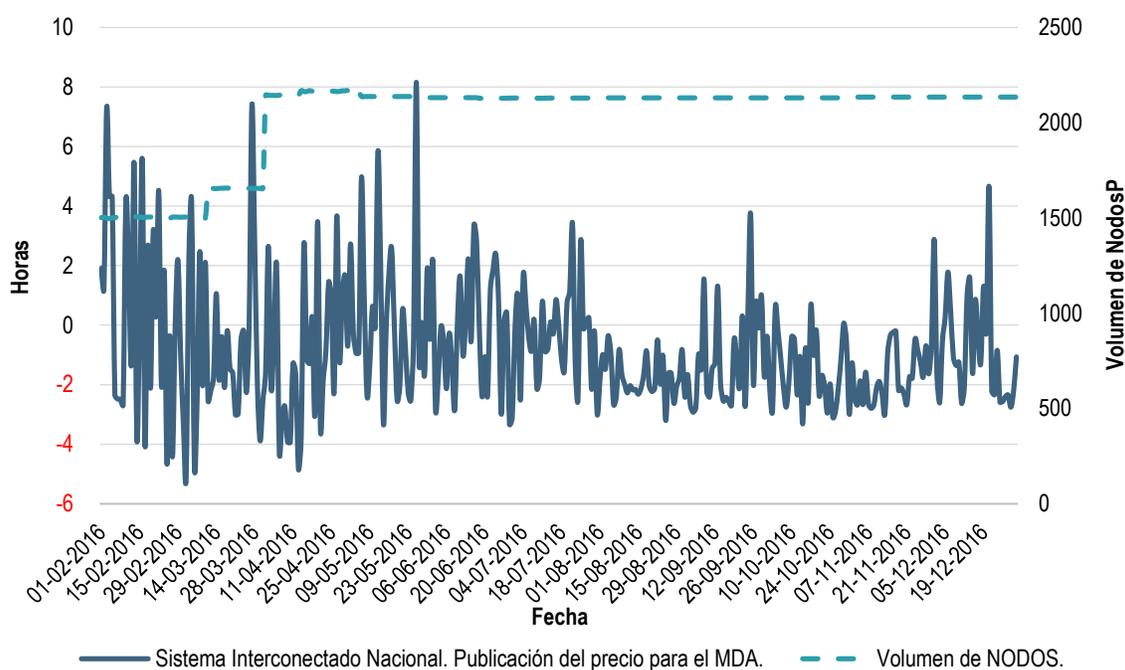
4.1. PUBLICACIÓN DE PRECIOS

De acuerdo con lo establecido en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, el CENACE recibirá Ofertas de Compra y Ofertas de Venta de energía y Servicios Conexos correspondientes al Mercado del Día en Adelanto durante el periodo de recepción de Ofertas, el cual estará disponible 7 días previos al Día de Operación y hasta las 10:00 horas del día anterior al Día de Operación. Posteriormente, a las 17:00 se publicarán los resultados de la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el MDA, así como los Precios Marginales Locales del MDA y los precios para los Servicios Conexos asignados.

Por lo anterior, en el MDA es necesario que todos los Participantes del Mercado presenten sus ofertas al CENACE antes de las 10:00 del día anterior al Día de Operación, una vez que se realiza la validación técnica de las ofertas recibidas, se procede al cálculo de precios y la publicación de los resultados en la página web del CENACE. La publicación de los PML se realiza a más tardar a las 17:00 horas del mismo día en que los Participantes del Mercado entregan sus ofertas de energía al CENACE.

En la **Gráfica 16** se presenta la diferencia de horas en la publicación de los PML por parte del CENACE en su sitio de internet (los números positivos representan las horas después de las 17:00 horas).

Gráfica 16 SIN: Publicación de resultados para el MDA



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

En el SIN la publicación de los PML y los precios de Servicios Conexos dentro del año analizado se realizó entre cinco horas antes de la establecida y ocho horas después, aunque en promedio se realizó una hora antes de lo establecido.

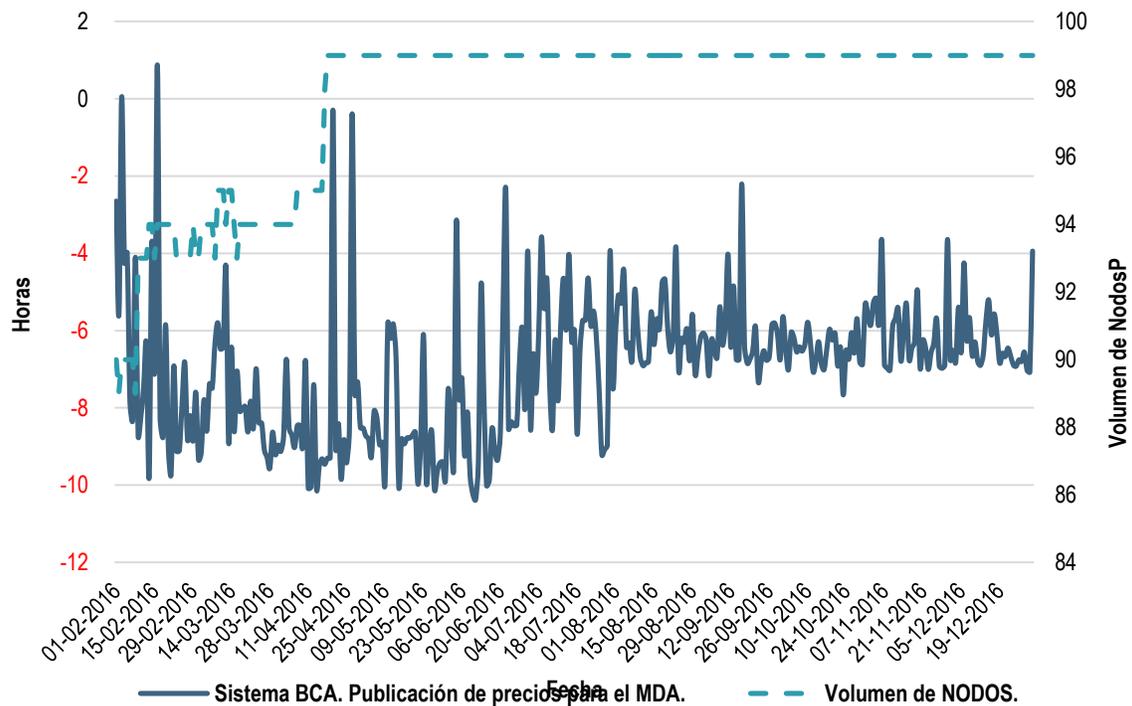
Para el período de febrero a diciembre el nivel de eficiencia (antes de las 17:00 horas) de la publicación del precio para el MDA fue de 72.84%, al ser el primer año de operación del mercado es preocupante esta tasa de eficiencia, debido a que la publicación de precios a tiempo implica una correcta solución del mercado y manda señales positivas de confiabilidad a los participantes del mercado. El número de NodosP se mantuvo entre 1,497 y 2,169 en el mismo periodo.

Gráficamente se puede observar la mejora en los tiempos de publicación de precios, ya que a partir del mes de junio, la variación hacia arriba en la gráfica tiende a disminuir sustancialmente, hablando de un manejo más regular de la información.

A pesar de existir un pequeño repunte al final del mes de noviembre y diciembre, el eje horizontal de la gráfica muestra las horas adicionales que el CENACE se retrasó al subir la información a la página electrónica, la línea azul punteada indica justo cuando se está a tiempo, por arriba se está ya retardado y por debajo, está sobrado en tiempo; esto para los tres sistemas.

Para el sistema BCA la publicación de los precios de energía se realizó entre 10 horas antes y una hora después de las 17:00 horas, en promedio se hizo siete horas antes (hora central de México) para el periodo de febrero a diciembre de 2016 (**Gráfica 17**) con una eficiencia de 99.40%. El volumen de nodos presentó un mínimo de 89 en febrero y cerró con un máximo de 99 que se mantuvo estable en los últimos meses del año. Cabe destacar que análogamente al SIN hubo una mejora reconocible a partir del mes de mayo ya que no se volvió a publicar precios a destiempo, sin embargo, a partir de agosto, adquieren mayor regularidad.

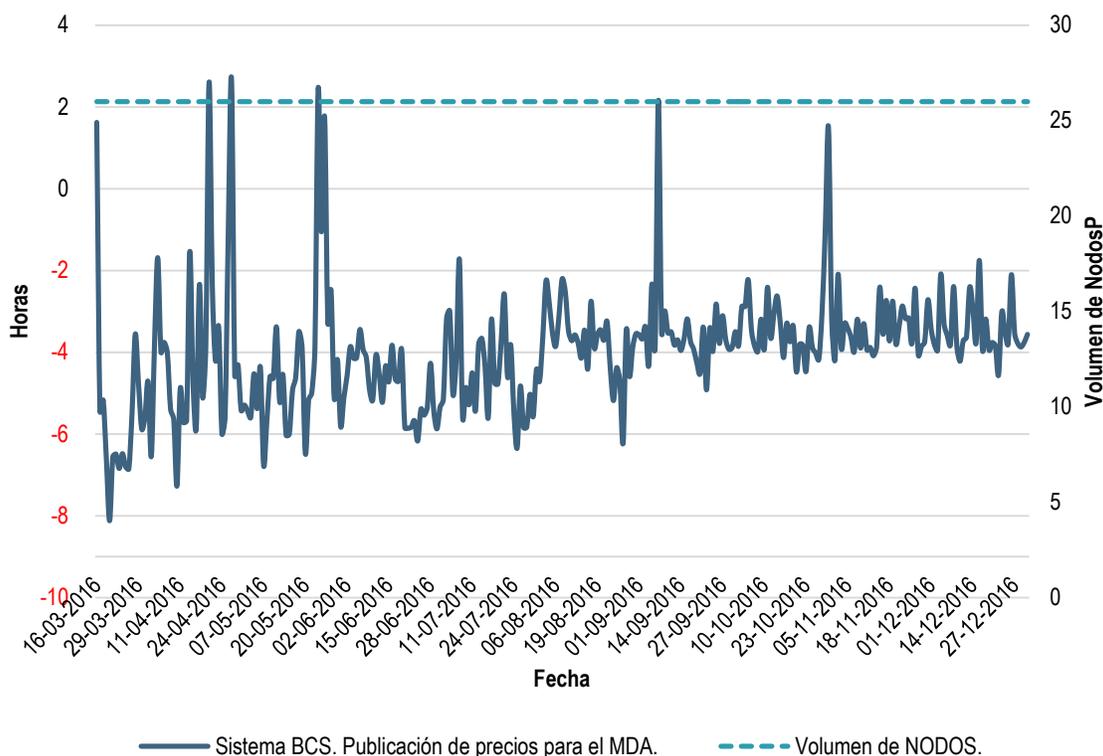
Gráfica 17 BCA: Publicación de resultados para el MDA



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

Para el sistema BCS la publicación de los precios de energía se realizó entre ocho horas antes y tres horas después de las 17:00 horas, en promedio se hizo cuatro horas antes (hora central de México). El Sistema BCS entró en operación el 16 de marzo de 2016, desde ese día y hasta diciembre, se ha mantenido un nivel de eficiencia de 97.59% (Gráfica 18).

Gráfica 18 BCS: Publicación de resultados para el MDA



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

Durante todo el periodo del análisis, el volumen de nodos fue de 26. Se observa gráficamente que en el tiempo se ha logrado una mejora, sin embargo, el 8 de septiembre y el 30 de octubre se pasó una vez más el límite de publicación.

4.2. PRINCIPALES DETERMINANTES DE LOS PML

El PML en el Mercado del Día en Adelanto es el precio de la energía eléctrica para cada hora del Día de Operación en cada NodoP del SIN, BCA y BCS. Este precio es obtenido por el CENACE como solución del modelo de optimización para la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica un día antes del Día de Operación; dicho modelo considera, entre otros elementos, las Ofertas de Venta de los Participantes del Mercado enviadas al CENACE antes de las 10:00 horas del día anterior al Día de Operación.

Cada Precio Marginal Local tiene tres componentes:

1. Componente de Energía Marginal - corresponde al costo marginal de la energía eléctrica en el NodoP de referencia del Sistema Interconectado.
2. Componente de Pérdidas Marginal - corresponde al costo marginal de pérdidas de transmisión en cada NodoP respecto al NodoP de referencia del Sistema

Interconectado. Es decir, se refiere a las pérdidas ocasionadas por el flujo de energía por los conductores o líneas de transmisión.

3. Componente de Congestión Marginal - corresponde al costo marginal de congestión en cada NodoP respecto al NodoP de referencia del Sistema Interconectado. Es decir, refleja el costo de rebasar la capacidad de las líneas de transmisión.

$$PML_{Nodo} = CE_{Nodo} + CP_{Nodo} + CC_{Nodo}$$

Donde:

CE: es el Componente de Energía Marginal.

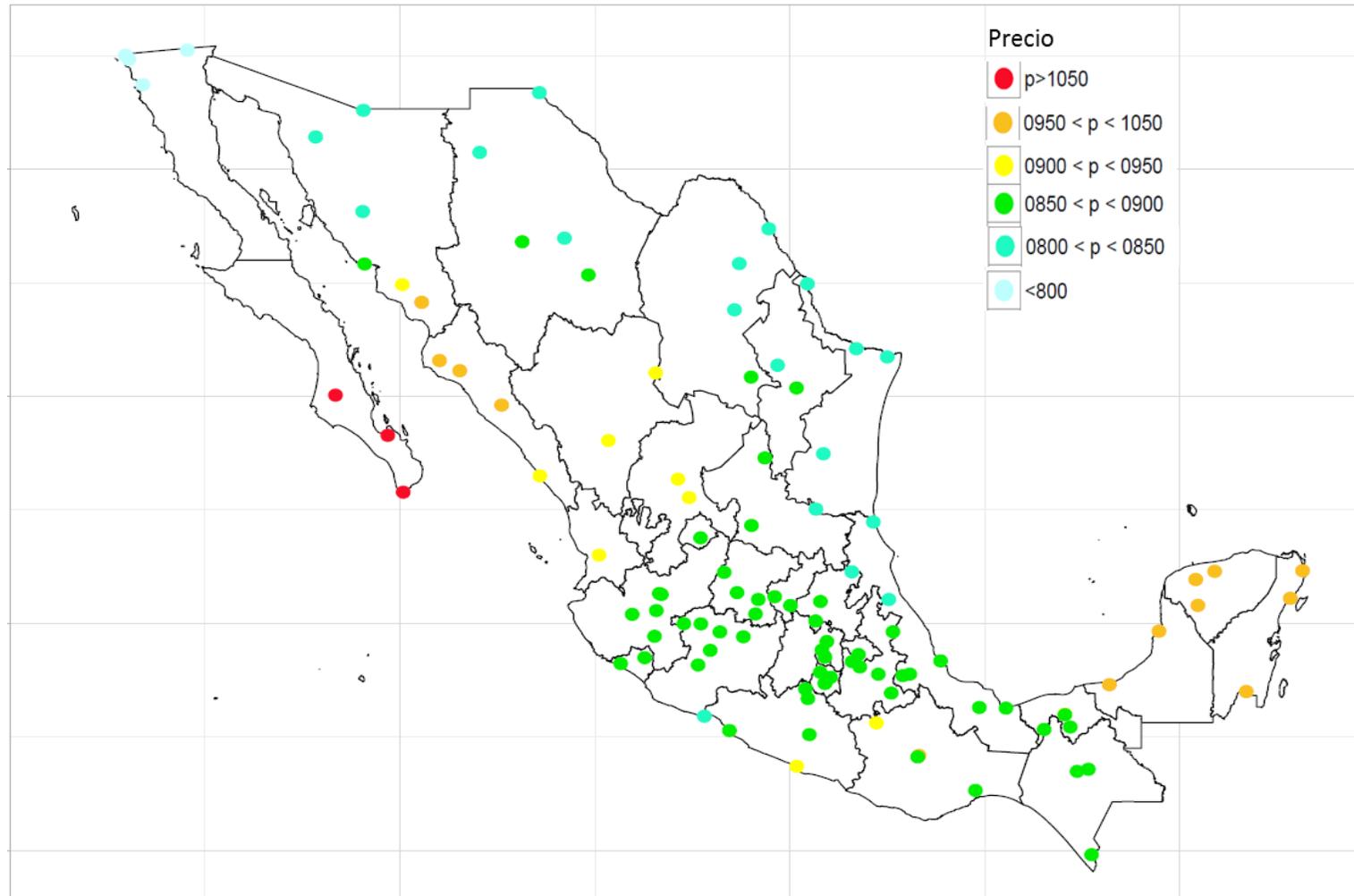
CP: es el Componente de Pérdidas Marginal.

CC: es el Componente de Congestión Marginal.

Los Precios Marginales Locales son calculados cada hora y su valor depende del nivel de demanda, la saturación de las líneas de transmisión, las pérdidas del sistema, así como de otros factores. La **Figura 1** muestra el mapa de precios promedio durante 2016 por zona de carga, donde se puede destacar que los precios promedio más bajos se encuentran en la frontera norte, ya que se emplea gas natural como combustible principal y las fuentes del mismo son más cercanas por lo que sus costos son más bajos.

En el caso de la península de Yucatán del SIN y del BCS, se encuentran los precios más elevados debido principalmente a la falta de disponibilidad de combustibles baratos para la generación eléctrica.

Figura 1: Mapa de precios promedio por zona de carga – Anual 2016

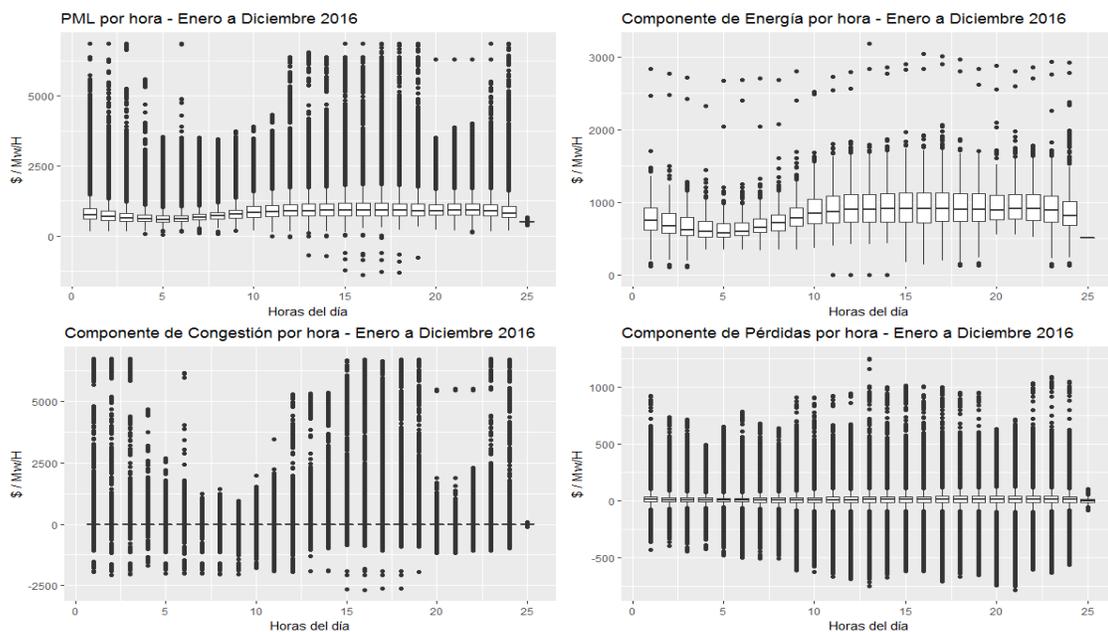


Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

Particularmente, existen determinadas horas del día en que el Componente de Congestión Marginal puede ser tan elevado como el de Componente de Energía Marginal, para constatarlo, se muestra la distribución de los PML y sus componentes por hora para el Sistema Interconectado Nacional en la **Gráfica 19**¹⁵.

Es posible observar que los PML más altos están agrupados después de las 15:00 horas, mientras que las primeras horas del día son las que agrupan los PML más bajos. En el caso del Componente de Congestión Marginal es posible observar valores más altos a partir de las 12 horas, mientras que los Componentes de Energía y Pérdidas Marginales presentan un comportamiento más homogéneo a lo largo del día.¹⁶

Gráfica 19 SIN: PML y sus componentes



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

En la **Gráfica 20** se puede observar la distribución acumulada de 8,112 observaciones de PML máximo y promedio horario de enero a diciembre de 2016, dichas observaciones se ordenaron de mayor a menor, con un valor de \$1,505.01 por MWh para el percentil 10, es decir las horas más caras y un valor de \$488.61 por MWh para el percentil 90, es decir las horas más baratas.

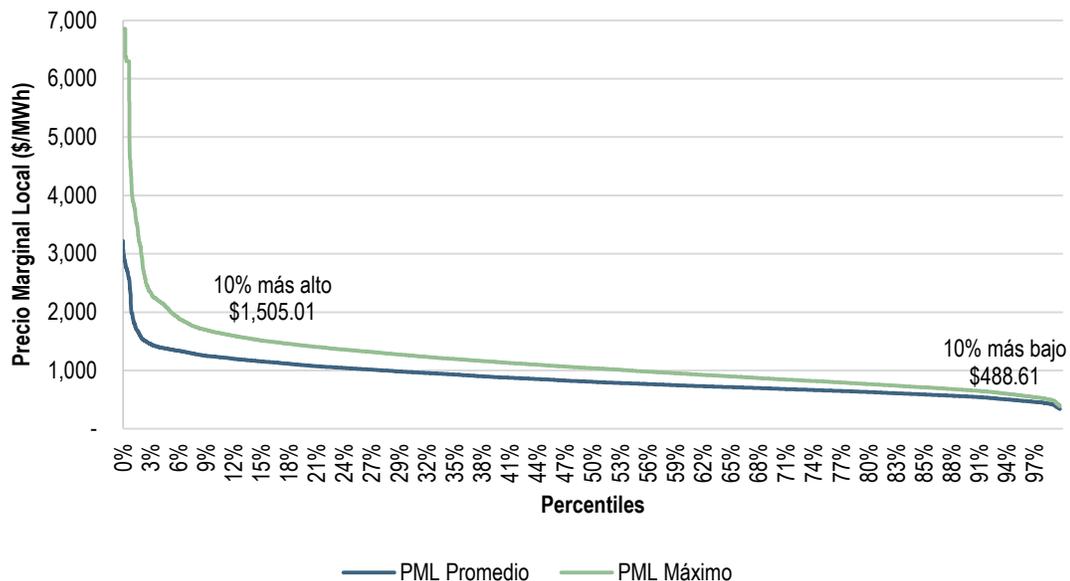
Adicionalmente, se aprecia en la **Gráfica 20** que los PML máximos con un valor superior al percentil 10 son escasos. Por ejemplo, el 3% de los PML máximos por hora fueron mayores a tres

¹⁵ Las gráficas *box-plot* permiten describir la distribución y simetría de las variables al incorporar los valores mínimos y máximos de las variables, así como los tres primeros cuantiles Q1, Q2, Q3. Además permite observar los valores atípicos de la variable.

¹⁶ El análisis para BCA y BCS puede encontrarse en el Anexo D. El análisis estadístico BCA y el Anexo E. El análisis estadístico BCS respectivamente.

mil pesos por MWh, reflejando el comportamiento del Mercado de Energía de Corto Plazo, el cual está basado en costos, tal como lo definen las Reglas del Mercado.¹⁷

**Gráfica 20 Distribución de PML promedio y PML máximo
Enero – diciembre**



Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE.

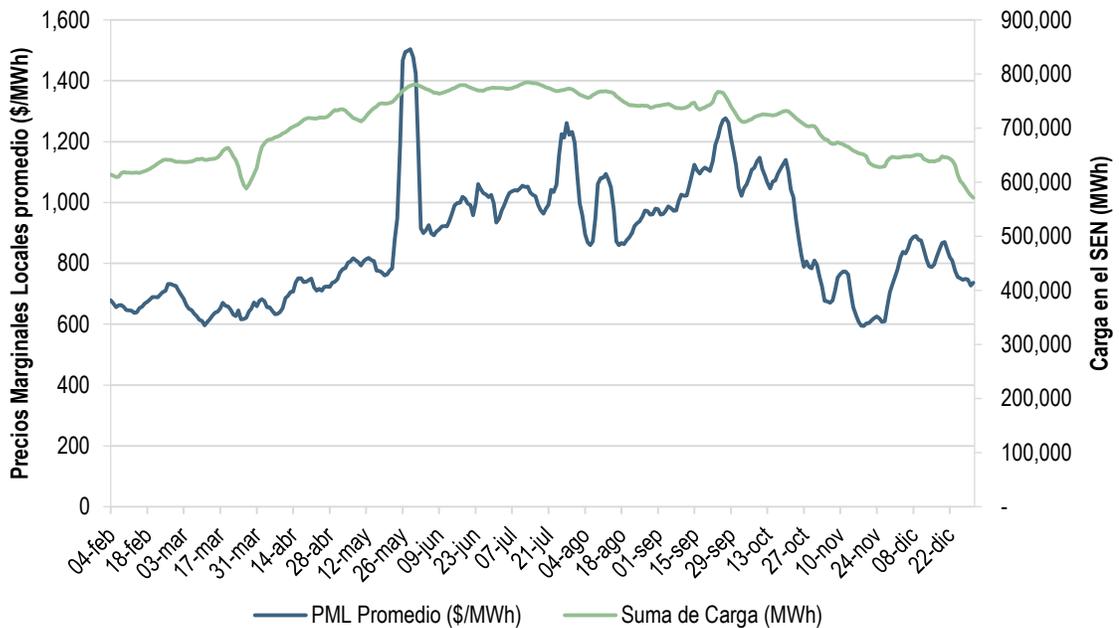
4.2.1. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica en cada uno de los Sistemas Interconectados es un elemento importante para determinar el Precio Marginal Local en un NodoP determinado, esto es porque a mayor demanda debe existir mayor generación en el Sistema Interconectado para satisfacerla. En la **Gráfica 21** puede observarse que la carga o demanda para el Sistema Interconectado Nacional tiene un componente estacional que aumenta desde finales de marzo hasta principios de agosto, con una tendencia a la baja de agosto a diciembre. La tendencia a la baja en la demanda se acelera a partir de septiembre, lo cual es parte de la explicación de la disminución acelerada en los PML en el mismo periodo.

¹⁷ En el Anexo C.

Análisis estadístico SIN se describen las razones de los PML máximos que se encuentran en el percentil 10.

Gráfica 21 PML y carga asignada diaria
(promedio móvil de 7 días)



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

4.2.2. TASA DE CALOR IMPLÍCITA

La tasa de calor implícita es un índice utilizado internacionalmente como referente de las condiciones de mercado a las que se enfrenta una Unidad de Central Eléctrica que utiliza gas natural como combustible. Una tasa de calor implícita elevada indica que es probable que una UCE que utiliza gas natural como combustible con una tasa de calor menor se encuentre por debajo del punto de equilibrio en la curva de mérito y por lo tanto tener ingresos netos al producir energía eléctrica.

La principal ventaja de calcular la tasa de calor implícita es que permite realizar un comparativo entre Unidades de Central Eléctrica que pudieran enfrentar precios de gas natural distintos. En algunos casos se pudiera pensar que los Precios Marginales Locales son atractivos para atraer inversión, sin embargo si el precio del gas natural es muy alto, entonces la tasa de calor implícita permite revelar que el mercado no es atractivo para la inversión.

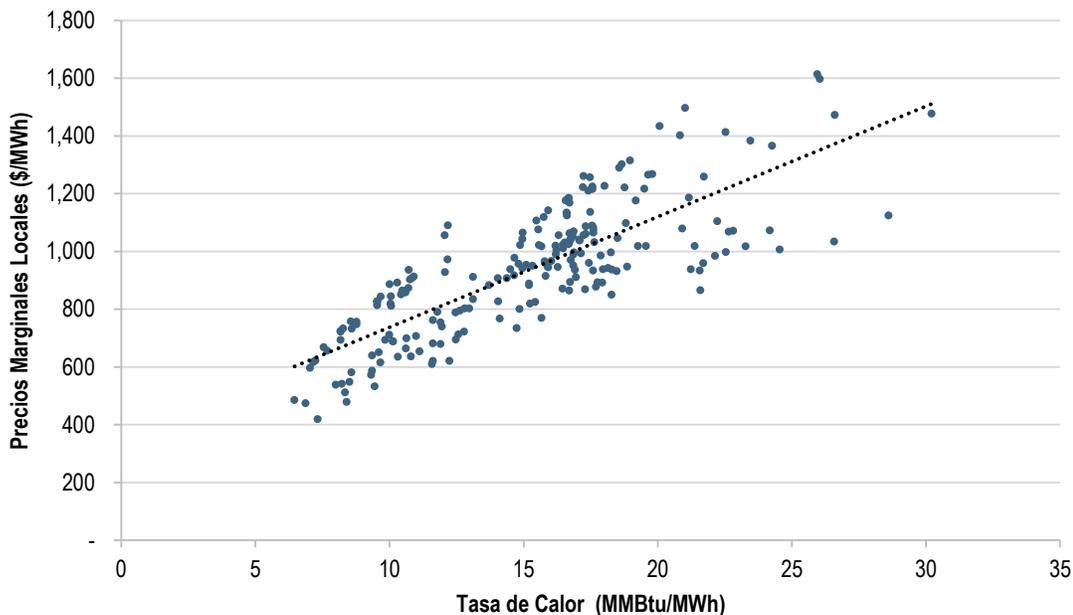
La tasa de calor implícita puede ser interpretada como la conversión del costo en pesos por MWh generado por la Unidad de Central Eléctrica a un equivalente del costo en cantidad de energía (MMBtu) por MWh generado por la UCE, lo anterior se logra al dividir el PML entre el costo estimado del combustible.¹⁸

¹⁸ Por ejemplo, supongamos que el Precio Marginal Local lo fija una UCE que utiliza combustóleo como combustible en \$1,200.00/MWh, el gas natural tiene un precio de \$50/MMBtu y la tasa de calor de una UCE que utiliza gas natural como combustible es de 8 MMBtu/MWh. En este caso,

En la **Gráfica 22** se muestra la correlación entre el PML promedio diario y la tasa de calor implícita, donde el 84% excede la tasa de calor implícita de 10 MMBtu/MWh y el 13% excede el valor de 20 MMBtu/MWh, por lo que en estos casos se considera que las UCE con tasas de calor implícita por debajo de estos valores pueden tener ganancias netas positivas en el mercado.

Es importante resaltar que la mayoría de los valores que se observan sobre la línea de tendencia ocurrieron durante la primera parte del año, cuando los precios del gas natural eran bajos, lo que hace que las UCE que utilizan gas natural tengan costos más competitivos en comparación con las UCE que utilizan combustibles más caros.

Gráfica 22 Correlación PML diario vs tasa de calor implícita



4.2.3. PRECIOS DE COMBUSTIBLES FÓSILES

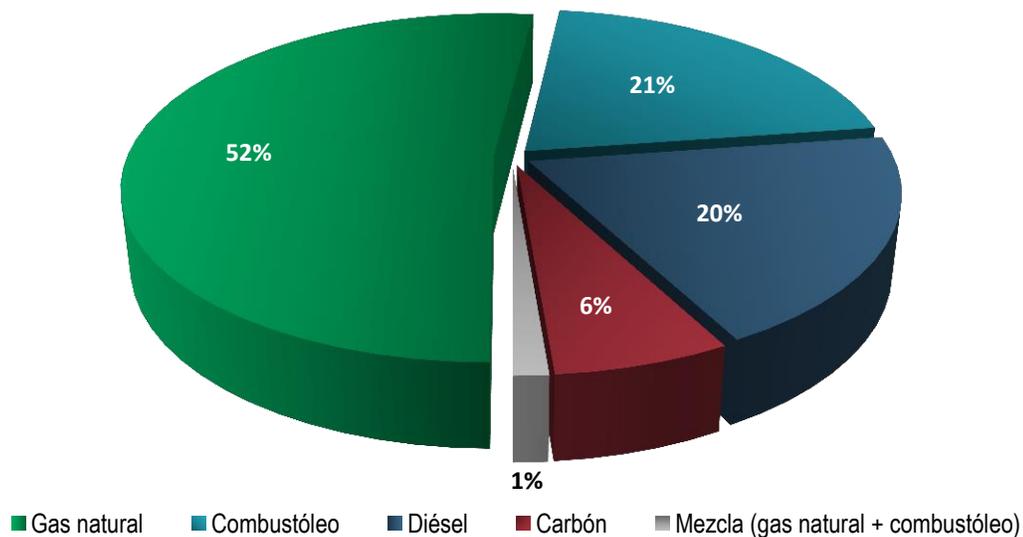
Los precios de los combustibles son el componente principal en las ofertas de un generador de energía eléctrica. La forma más usual de estimarlos es con base en un enfoque de mercado que considera índices de mercados competitivos, agregando los costos variables de transporte hasta las unidades generadoras; contrario al enfoque de uso de contratos, es decir, reflejando costos devengados de inventario. En un mercado de costos, el segundo enfoque no es el adecuado, debido a que debe reflejar el precio de mercado y no está considerando el costo de oportunidad.

la UCE que utiliza gas natural como combustible puede generar energía eléctrica a un costo de \$400/MWh, es decir, un tercio del costo de la UCE que utilizó combustóleo como combustible.

El resultado anterior puede obtenerse al calcular la tasa de calor implícita, es decir, la división del PML de \$1,200/MWh entre el precio del gas natural de \$50/MMBtu, dando un valor de 24 MMBtu/MWh. Si este valor se divide entre la tasa de calor de la UCE que utiliza gas natural como combustible 8 MMBtu/MWh, nos da un valor de un tercio. En cualquiera de los dos cálculos, el Participante del Mercado sabe que su Unidad de Central Eléctrica que utiliza gas natural como combustible tiene un tercio del costo implícito de la UCE marginal.

En la **Gráfica 23** se observa la participación porcentual de cada tipo de combustible fósil utilizado en la generación de energía eléctrica durante el año 2016, siendo los principales el gas natural y el combustóleo, con 52% y 21% respectivamente. Si se considera la mezcla de gas natural y combustóleo, estos dos combustibles son utilizados para producir 74% de la energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional.

Gráfica 23 Combustibles fósiles para generación en 2016



Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

A continuación, se realiza un análisis de los principales combustibles fósiles utilizados en la generación de energía eléctrica, tomando como referencia los principales índices de precios de los combustibles en el mercado nacional utilizados por los Participantes del Mercado. De esta manera, al analizar el precio de los combustibles se tiene una aproximación del principal determinante de los costos de las Unidades de Central Eléctrica y por lo tanto, de sus ofertas.

4.2.3.1. COMBUSTÓLEO

El combustóleo es el segundo combustible más importante utilizado en la generación de electricidad en México. El análisis del precio considera el costo por entregarlo puesto en planta, por lo que el análisis del comportamiento de su precio es particular.

Con la información publicada por Pemex en su análisis diario¹⁹, se observa que el precio del combustóleo registró una variación del 163% durante el período que comprende de marzo a

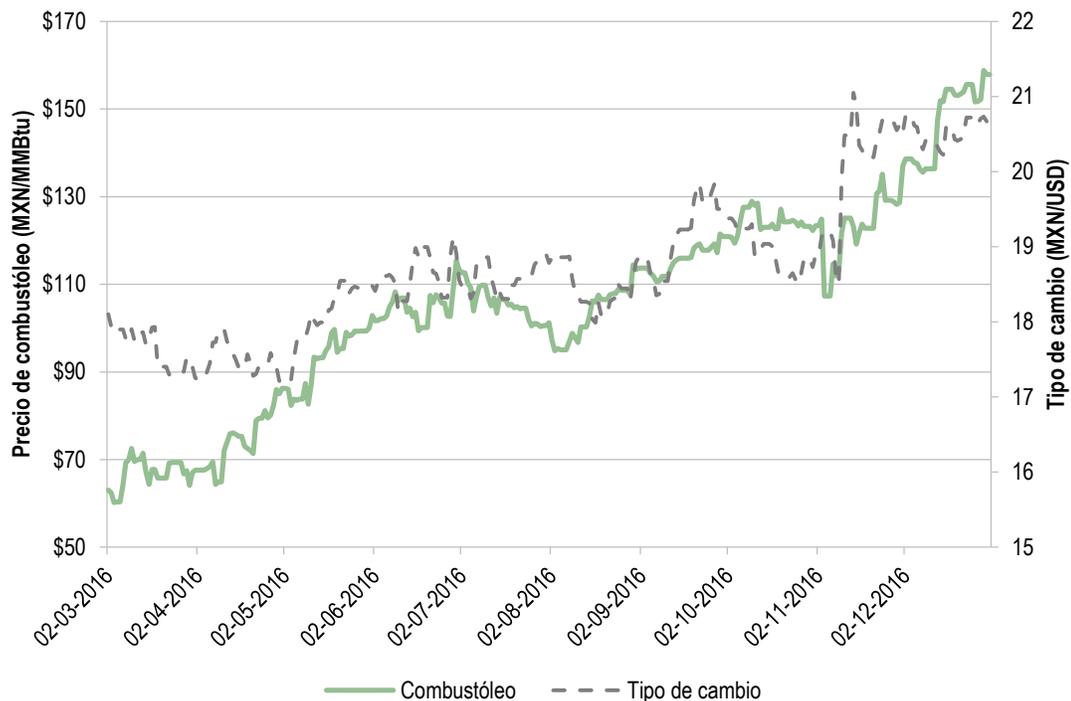
¹⁹ (Pemex, 2016)



diciembre de 2016. Adicionalmente, la variación mensual registró en promedio 8.12% de incremento, destacando el aumento de noviembre a diciembre que fue del 16.8%.

El precio promedio del combustóleo fue de \$105.81 por MMBtu con un precio máximo de \$158.80 y un precio mínimo de \$60.18 por MMBtu. En la **Gráfica 24** se puede observar que, por otro lado, el tipo de cambio tuvo una variación diaria entre 7.11% y -3.03%, sin embargo la variación promedio intermensual en el año fue de 1.02%, con un pronunciado aumento en noviembre del 5.41%.

Gráfica 24 Precios nacionales de combustóleo en 2016



Fuente: Elaboración propia con información de Pemex.

En la mencionada gráfica las variaciones dentro de los meses son resultado de las fluctuaciones del tipo de cambio y, entre los meses se debe a la determinación de precios, que entre otros factores toma en cuenta un precio de referencia,²⁰ el ajuste por calidad y los costos de logística.

4.2.3.2. GAS NATURAL

El principal combustible para la generación de energía eléctrica es el gas natural con un 52% de la proporción de combustibles fósiles, para este combustible se toman como referencia nacional los

²⁰ El precio de referencia empleado en esta Gráfica es un precio establecido por la Comisión Reguladora de Energía. No se refiere al término utilizado para la Evaluación de Consistencia de Ofertas.

precios de Venta de Primera Mano del gas natural para Reynosa y Ciudad Pemex calculados por la CRE.^{21 22}

Es importante resaltar que el cambio en el precio de VPM en Ciudad Pemex es un determinante directo de los costos de las Unidades de Central Eléctrica para el centro y sur del país, mientras que en el norte las Unidades de Central Eléctrica toman como referencia precios internacionales por lo que el VPM de Reynosa no es un precio de referencia para el norte del país. Lo anterior, debido a que Pemex era el distribuidor dominante de gas natural tanto en el norte como en el centro y sur del país con precios de Venta de Primera Mano establecidos por la CRE, debido a preocupaciones en materia de competencia económica. Sin embargo, en años recientes, la CFE ha construido una amplia capacidad de gasoductos en el norte del país, lo que ha detonado que los Generadores tengan acceso a otros proveedores, principalmente en Estados Unidos de América, por lo que su costo de generación se ha desvinculado del precio de Venta de Primera Mano de Reynosa.

En la **Gráfica 25** se presenta el histórico de los precios de Venta de Primera Mano de gas natural y el tipo de cambio del dólar americano a pesos (MXN/USD), con la finalidad de observar posibles variaciones en los precios de gas natural como resultado de fluctuaciones en el tipo de cambio.

Gráfica 25 Precios nacionales de gas natural en 2016



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX.

²¹ Este precio es determinado a través de fórmulas que toman en cuenta principalmente referencias de mercados de combustibles internacionales, en específico, del mercado estadounidense, del cual México es importador neto.

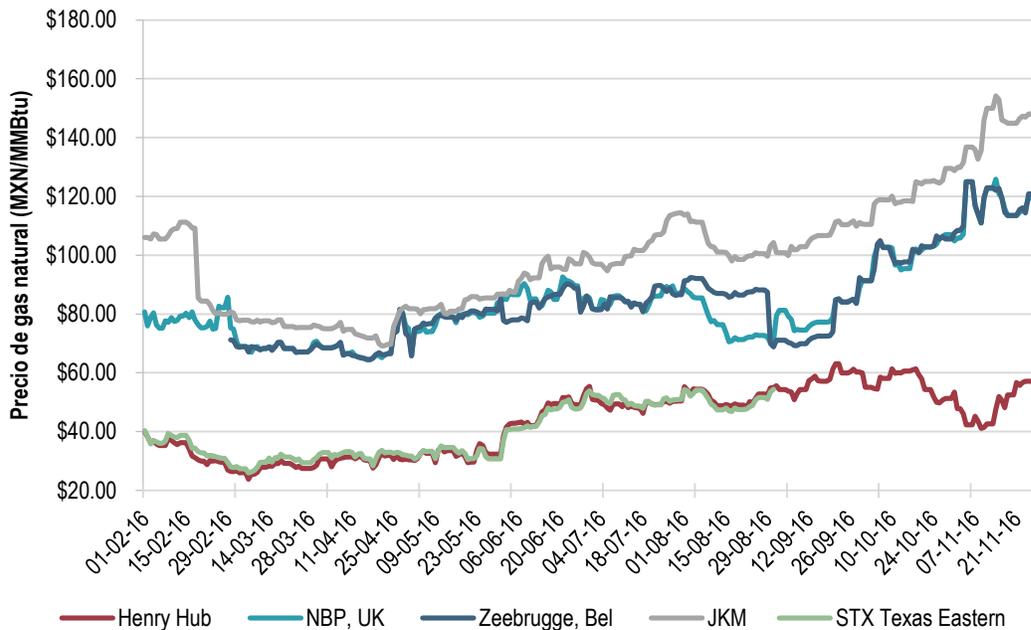
²² Los precios máximos de Gas de VPM Reynosa y VPM Cd. Pemex son actualizados de forma diaria y mensual de conformidad con lo establecido por la Comisión Reguladora de Energía, la información que se presenta en este análisis corresponde a los promedios diarios del precio del combustible reportados en la página oficial de Petróleos Mexicanos (Pemex) en el período que comprende de febrero a diciembre de 2016.

Durante el año 2016, el precio promedio mensual del VPM Reynosa fue de \$47.18 por MMBtu con un precio máximo de \$65.42 por MMBtu y un mínimo de \$33.52 por MMBtu; el precio promedio del VPM Cd. Pemex fue de \$50.97 por MMBtu con un precio máximo de \$70.31 por MMBtu y un mínimo de \$36.72 por MMBtu.

Como se puede observar en la **Gráfica 25**, la dinámica de los precios de VPM de gas natural tanto de Cd. Pemex como de Reynosa es generalmente de incrementos graduales de manera mensual, con una pequeña tendencia similar al tipo de cambio. No obstante, es posible observar un descenso moderado en el periodo comprendido de marzo a abril; asimismo se destaca un incremento sustancial de julio a agosto. El incremento en los precios VPM fue derivado de un cambio en la metodología para establecer los precios máximos por la Comisión Reguladora de Energía en marzo de 2016. En resumen, el nuevo método empleado a) incrementa los costos de transporte desde el interior de Texas, EEUU al interior de la frontera mexicana de 0.065 a 0.2505 dólares por MMBtu, y b) cambia el método de estimación de precios a estimación del costo del gas en el sur de Texas.

Adicionalmente a los precios nacionales, el MIM utiliza cuatro índices internacionales para el análisis de precios de gas natural: Henry Hub (HH) del mercado del sur de Texas, debido a la profundidad de este mercado y la relevancia que tiene entre los generadores norteamericanos, el STX del este de Texas (hasta el mes de septiembre), el National Balancing Point (NBP) y Zeebrugge Bel del mercado europeo, debido a que algunas importaciones de gas natural licuado proviene de ese mercado y el Japan Korea Market (JKM) del mercado asiático, debido a que se tiene una conexión con este mercado mediante el Pacífico, importando gas natural licuado para la central de regasificación de Manzanillo. El comportamiento de estos índices de gas natural se puede observar en la **Gráfica 26**.

Gráfica 26 Precios internacionales de gas natural en 2016



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX y EIA.

Los precios del gas natural mantuvieron la tendencia de los últimos años durante los primeros meses del 2016, sin embargo, la demanda se incrementó debido a la disminución de los inventarios, combinada con la previsión climatológica para los meses de primavera y verano, de acuerdo a lo señalado por Market Watch²³.

En un análisis similar, Bloomberg²⁴ destacó que durante la *temporada de inyección* (marzo-noviembre), la demanda presenta un incremento, coincidiendo con una menor oferta proveniente de un mínimo en los inventarios no visto en cinco años.

Lo anterior, incidió en un aumento de los precios del combustible, sin embargo, no representó un cambio estructural para el mercado, ya que la generación a través de energías alternativas también tiende a incrementarse, por lo cual no representa un incremento en el horizonte de largo plazo.

Según los reportes semanales de la instancia gubernamental estadounidense EIA²⁵, en las primeras semanas de agosto, el precio del HH tuvo una ligera caída, explicada por un aumento en las importaciones de gas desde países asiáticos y desde Canadá. En septiembre de 2016, dos importantes participantes del mercado de gas natural en Estados Unidos de América, Spectra y Embridge, se fusionaron.

²³ (Market Watch, 2016)

²⁴ (Bloomberg Gadfly, 2016)

²⁵ (EIA, 2016)

En la tercera semana de octubre, destaca la existencia de plataformas de explotación más grandes y por ende niveles de extracción más altos que en los records pasados, lo que contribuyó a mantener bajo el precio ante una demanda débil, proveniente de la finalización de la temporada de inyección.

Durante el período que comprende de febrero a diciembre de 2016 el Henry Hub mostró una tendencia positiva, manteniendo un precio promedio de \$43.37 por MMBtu; con un mínimo de \$23.80 por MMBtu y un máximo de \$77.47 por MMBtu. Durante febrero se observó una ligera disminución en dicho índice, seguida de un aumento sostenido en los precios, especialmente a partir de junio (temporada de inyección), hasta registrar de nuevo un descenso aparente a partir de la segunda semana de octubre.

El NBP mantuvo un precio promedio de \$87.28 entre febrero y diciembre; un mínimo de \$64.51 y un máximo de \$125.89 por MMBtu, como se aprecia en la **Gráfica 26**. La tendencia fue positiva en todo el periodo, con caídas tanto a inicios de febrero, como en agosto, contrastando con un aumento a partir del mes de septiembre, que se sostuvo hasta noviembre, al contrario del índice Henry Hub, el índice refleja el comportamiento del mercado europeo, por lo que en el siguiente párrafo, correspondiente al índice Zeebrugge, se pormenorizan las razones de este comportamiento.

El Zeebrugge Bel registró un comportamiento similar al NBP con un precio promedio de \$88.57 por MMBtu; un mínimo de \$64.51 y un máximo de \$125.00 por MMBtu y con un incremento en su precio para todos los meses revisados, es de especial importancia el incremento a partir del mes de septiembre, debido al incremento en la demanda del continente, reportado por Natural Gas Intel²⁶. En la primera semana de diciembre, de acuerdo a la EIA, se presentaron temperaturas cálidas fuera de temporada, lo que disminuyó el precio debido a la disminución de la demanda subsecuente. El resto del año, las disminuciones no han sido sistemáticas, mismas que se han dado por eventos extraordinarios.

El JKM presentó un precio promedio de \$106.30 por MMBtu, un mínimo de \$69.13 y un máximo de \$194.88 por MMBtu. En la dinámica se destaca que este índice ha sido notablemente superior en comparación a los mínimos y máximos de los demás, sin embargo, la tendencia es similar también para estos. En la última quincena del año, de acuerdo con Platts²⁷, este índice subió notablemente debido a que el mercado continuo teniendo límites de oferta.

El STX Texas Eastern se presenta en un análisis parcial ya que los datos únicamente están disponibles hasta el mes de agosto. A partir de septiembre se decidió no usarlo debido a que se consideró que el índice Henry Hub es más representativo, debido a la profundidad del mercado al que hace referencia, sin embargo, en los meses analizados y con información disponible, presentó

²⁶ (Natural Gas Intel, 2016)

²⁷ (S&P Global Platts, 2016)

un precio promedio de \$39.41 por MMBtu, un precio mínimo de \$25.95 y un máximo de \$54.41 por MMBtu.

A continuación, se presentan algunos eventos representativos del comportamiento del precio del gas natural mostrado en la **Gráfica 26**:

1. 14 de abril de 2016. La EIA informó que las reservas de gas natural de Estados Unidos disminuyeron en 3 mil millones de pies cúbicos para la semana que terminó el 8 de abril, ubicándose cerca del promedio de cinco años. Además, el almacenamiento para la semana ascendió a 101 millones de pies cúbicos²⁸.
2. 9 de junio de 2016. La EIA informó que los suministros domésticos de gas natural en almacenamiento aumentaron 65 mil millones de pies cúbicos en la semana terminada el 3 de junio, misma que estaba por debajo del aumento promedio de 80 mil millones de pies cúbicos esperados por los analistas consultados por S&P Global Platts²⁹.
3. 26 de junio de 2016. Los precios del gas natural subieron el jueves 23 de junio a su nivel más alto desde enero, los datos de inventarios de Estados Unidos mostraron un aumento en las reservas que era menor de lo esperado³⁰.
4. La EIA informó que los niveles de almacenamiento se redujeron en 6 millones de pies cúbicos de gas en la semana que terminó el 29 de julio³¹.
5. A principios de agosto, hubo un ligero descenso de los precios en Henry Hub, debido al aumento en las importaciones netas desde Canadá, lo que condicionó una oferta más amplia, de manera que incidió en los precios³².
6. Durante la tercera semana del mes de octubre el precio bajó de manera significativa ante la finalización de la temporada de inyección y a la existencia de plataformas de explotación más grandes de lo esperado³³.
7. Para la primera semana de noviembre, la demanda de gas por parte de los generadores comenzó a tener un aumento importante, lo que llevó a que los precios se incrementaran para el resto del mes.
8. En el mes de diciembre el comportamiento de la demanda de gas natural fue alto, manteniendo a su vez los precios hacia el alza, debido a las bajas temperaturas.

²⁸ (24/7 Global, 2016)

²⁹ (Market Watch, 2016)

³⁰ (The Wall Street Journal, 2016)

³¹ (The Wall Street Journal, 2016)

³² (EIA, 2016)

³³ (EIA, 2016)

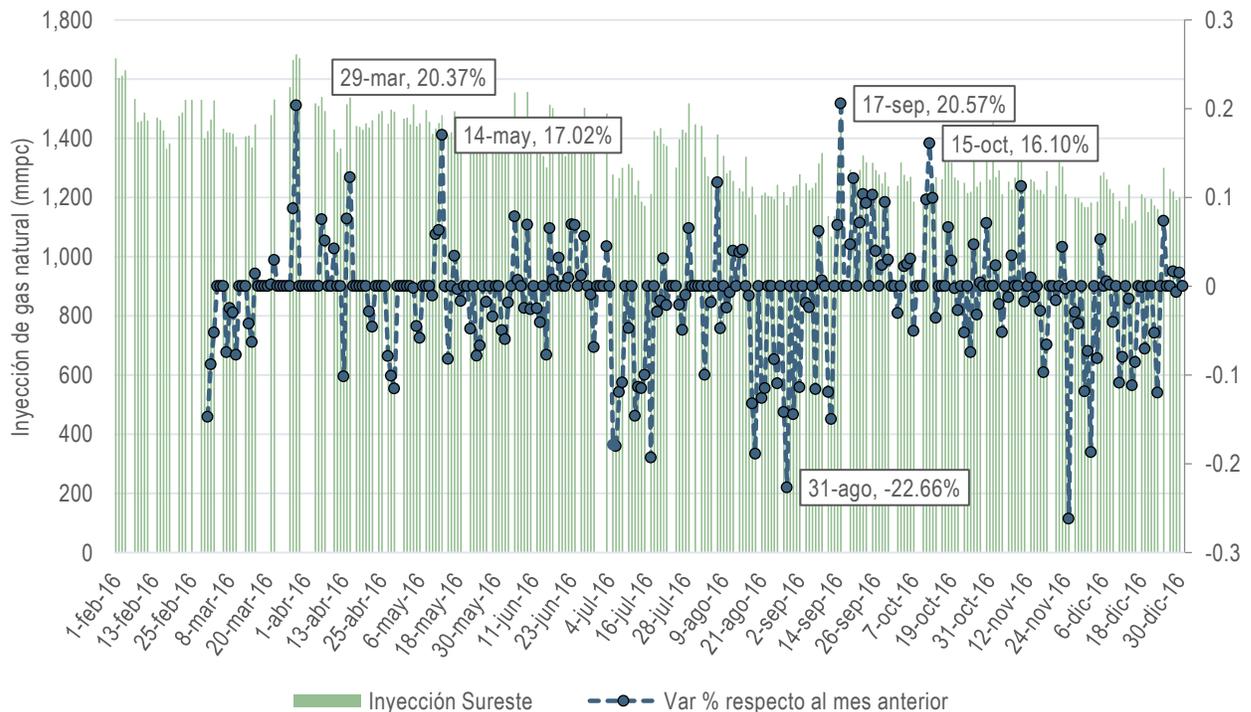
4.2.4. DISPONIBILIDAD DE GAS NATURAL EN EL SURESTE

Uno de los principales problemas de la generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional es la falta de disponibilidad de combustibles para las Unidades de Central Eléctrica ubicadas en la región sureste, por lo que es común que las UCE no tengan una cantidad suficiente de gas natural para operar al 100% de su capacidad, en particular, para aquéllas UCE suministradas a través del gasoducto Mayakán.

De acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico, en caso de indisponibilidad de combustibles, las Unidades de Central Eléctrica pueden utilizar otros combustibles fósiles más caros, como el diésel o el combustóleo, lo cual tiende a encarecer el PML.

En la **Gráfica 27** se presenta el nivel de inyección diario de gas natural en el sureste y su variación porcentual para el periodo de marzo a diciembre del 2016.

Gráfica 27 Inyección de gas natural en el sureste de México



Fuente: Elaboración propia con datos de PEMEX.

La evolución de la inyección presenta siete variaciones intermensuales importantes, todas respecto al mismo día del mes anterior, (mayores al 15%) y se destacan con las etiquetas de la **Gráfica 27**: la primera se dio el 29 de marzo con una variación de 20.37%, la segunda fue el 13 de mayo con un 17.2% más, siguiendo el 31 de agosto, donde se disminuyó un 22.66% respecto al mes anterior. Posteriormente, el 15 de septiembre se aumentó el nivel en 20.57%, y el 12 de octubre se incrementó en 16.1%. El 25 de noviembre disminuyó el nivel de inyección en un

26.7%, continuando una semana después con la tendencia, ya que el 2 de diciembre volvió a disminuir un 18.7%. De manera que, durante 2016, se presentó una tendencia decreciente en la inyección de gas en la región.

4.2.5. SATURACIÓN DE ENLACES Y CONGESTIÓN EN EL SIN

El presente análisis tiene como objetivo mostrar las regiones del Sistema Interconectado Nacional en las cuales, la saturación de los enlaces provoca congestión en el SIN para el MDA. También se mencionará qué enlaces son los que presentaron mayor saturación durante el 2016.

Por saturación del enlace, se puede conceptualizar lo siguiente: un enlace se satura cuando el flujo de energía que tiene que pasar para llegar del punto A al punto B, alcanza el límite máximo de energía que puede circular por ese enlace, sujeto a las restricciones de seguridad.

En la solución del MDA, los enlaces que se saturan son aquellos, en los cuales el valor del límite máximo de transmisión con dirección al nodo de destino, es igual al valor del flujo máximo de potencia de solución para el MDA, es decir:

$$lim_{max_trans} = flujo_{max_potencia}$$

Con base en información del CENACE, para el periodo de enero a diciembre de 2016, se identificaron 112 enlaces que su nodo destino³⁴ corresponde a un NodoP en cada una de las gerencias de control regional en el SIN, las cuales se describen a continuación:

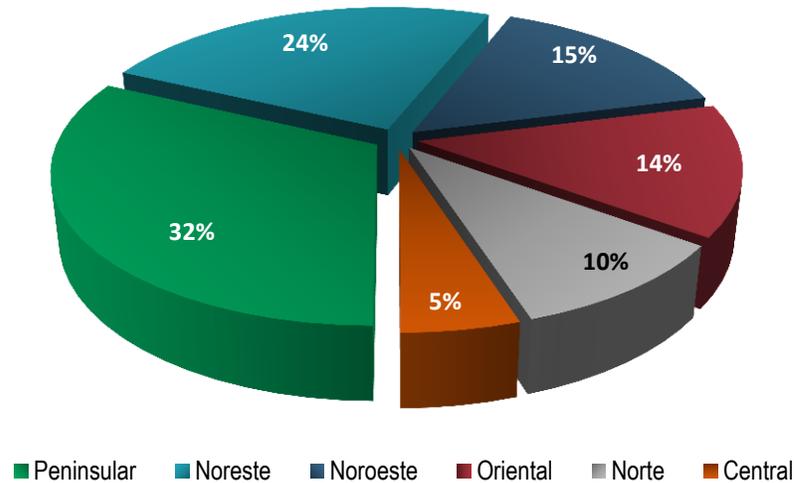
Tabla 4 Entidades Federativas por gerencias de control regional

Gerencia de Control Regional	Entidades Federativas
Baja California	Baja California, Baja California Sur, oeste de Sonora (San Luis Río Colorado)
Noroeste	Sonora, Sinaloa
Norte	Chihuahua, oeste de Coahuila, Durango, norte de Zacatecas (Sombrerete y Chalcihuites)
Noreste	Nuevo León, este de Coahuila, Tamaulipas, norte de Veracruz, norte de San Luis Potosí, norte de Hidalgo (Atlapexco)
Occidental	Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Hidalgo, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Querétaro, San Luis Potosí, Zacatecas
Oriental	Chiapas, Guerrero, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tlaxcala, Hidalgo, Morelos
Central	Ciudad de México, Estado de México, Morelos, Puebla, Hidalgo, Michoacán
Peninsular	Campeche, Quintana Roo, Yucatán

³⁴ De acuerdo con el CENACE un nodo de fijación de precio corresponde a uno o varios nodos de conectividad de la red, donde se modela la inyección o retiro físicos de energía y para el cual un Precio Marginal Local se determina para las liquidaciones financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista, para estos enlaces el valor del flujo máximo de potencia es igual o mayor al valor del límite máximo de transmisión con dirección al nodo destino.

En la **Gráfica 28** se presenta la proporción de horas con enlaces saturados durante 2016 en cada una de las gerencias de control regional, siendo la gerencia Peninsular la que presentó la mayor proporción de horas con el 32%, seguida de la gerencia Noreste con el 24% y la gerencia Noroeste con el 15%.

Gráfica 28 Porcentaje de enlaces saturados por gerencia de control regional:



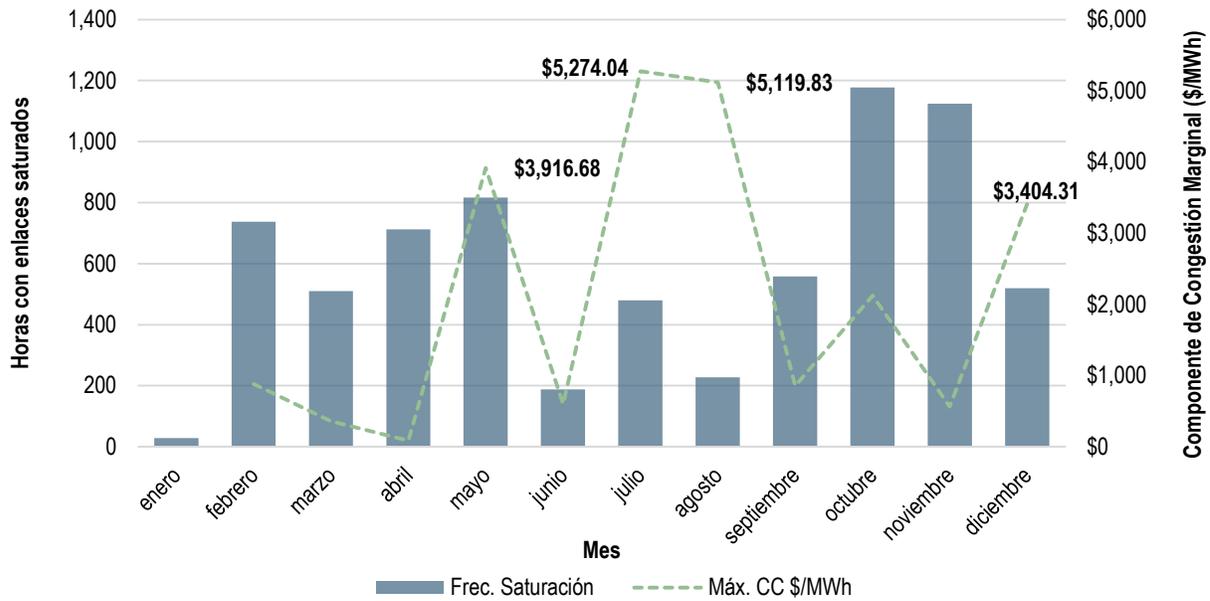
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

A continuación se muestran los resultados de la comparación de los enlaces saturados con los Componentes de Congestión Marginal, donde se realizó un mapeo de los 182 enlaces que presentaron saturación con su correspondiente NodoP, del cual se obtuvieron un total de 112 enlaces en el Sistema Interconectado Nacional.

En la **Gráfica 29** se puede observar que los meses que presentan una mayor frecuencia de horas con enlaces saturados son octubre con 1,178 horas, noviembre con 1,124 horas, mayo con 817 horas y febrero con 737 horas. Mientras que los valores máximos del Componente de Congestión Marginal se presentaron en julio con un valor de \$5,274.04 por MWh, agosto con un valor de \$5,119.83 por MWh, mayo con un valor de \$3,916.68 por MWh y diciembre con un valor de \$3,404.31 por MWh.



Gráfica 29 Horas con enlaces saturados y valor máximo del CC Mensual

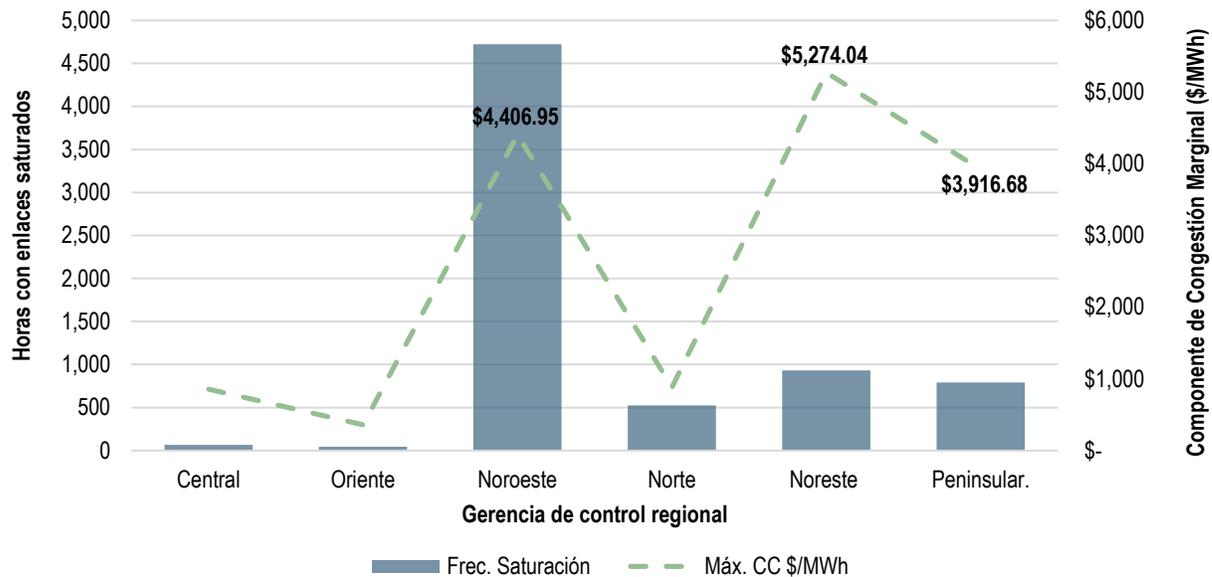


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

En la **Gráfica 30** se puede observar que la gerencia de control regional Noroeste presenta la frecuencia más alta de horas con enlaces saturados con 4,723 y un valor máximo del CC de \$4,406.95 por MWh, mientras que la gerencia de control regional Noreste fue la que presentó el valor máximo del CC de \$5,274.04 por MWh y una frecuencia de horas con enlaces saturados de 931.



Gráfica 30 Horas con enlaces saturados y valor máximo del CC Gerencia de control regional



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Para los 112 enlaces analizados, se identificó un patrón en el valor máximo del CC para las 24 horas del día. Como se puede observar en la **Gráfica 31**, a partir de la hora 10, se incrementa el valor máximo del CC desde \$1,464.22 por MWh hasta alcanzar su valor máximo en la hora 17 presentando un valor de \$5,274.04 por MWh.

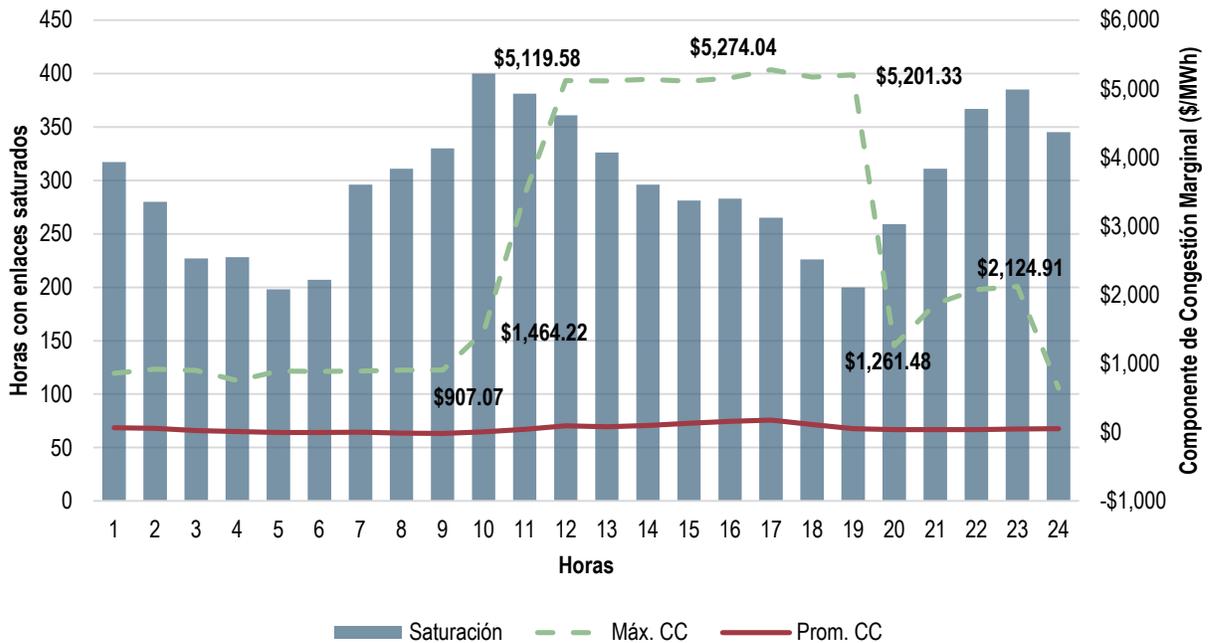
Si bien el patrón del valor máximo del CC corresponde al rango de horas de la demanda máxima en el SIN, no sucede lo mismo con la frecuencia de horas con enlaces saturados; la frecuencia de horas con enlaces saturados disminuye a partir de la hora 12 con un total de 361 horas y hasta la hora 19 con un total de 200 horas, que corresponde al rango de horas en que se presentan los valores máximos del CC.

Parece contradictorio el hecho de tener una menor frecuencia de horas con enlaces saturados durante las horas pico, sin embargo esto sucede debido a que el CENACE procura asegurar suficiente capacidad durante las horas pico. La asignación de suficiente capacidad tiende a disminuir la congestión durante los periodos pico, de tal forma que los valores altos del Componente de Congestión Marginal están relacionados con días en los cuales la capacidad operativa fue insuficiente, por lo tanto no existieron unidades adicionales disponibles para la asignación.

En la **Gráfica 31** se puede observar, que cuando se incrementa el valor máximo del CC, la frecuencia de horas con enlaces saturados disminuye; mientras que para las primeras horas del día la frecuencia máxima de horas observada fue de 268 para la hora 1, con un valor máximo en el CC de \$857.11 por MWh.



Gráfica 31 Horas del día: saturación de enlaces y CC máximo



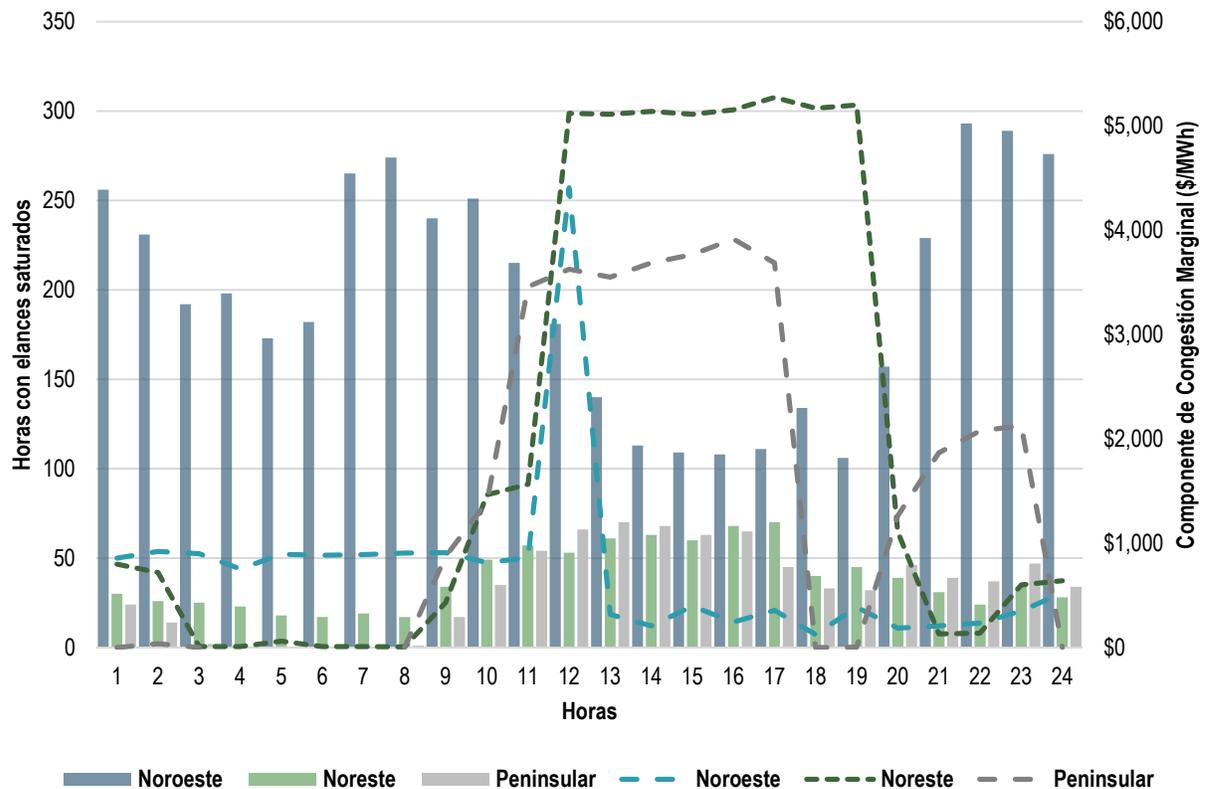
Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

La baja frecuencia de horas con enlaces saturados durante las primeras horas del día, se relaciona al menor flujo de energía eléctrica debido a la disminución de demanda que se presenta durante ese período. La frecuencia más alta de horas con enlaces saturados, desde la hora 21 hasta la hora 1, es consistente con un comportamiento de exportación por parte de las Unidades de Central Eléctrica más baratas provocando que los enlaces de exportación se saturen.

En la **Gráfica 32** se puede observar la frecuencia de horas con enlaces saturados para las gerencias de control regional Noroeste, Noreste y Peninsular. El comportamiento en las gerencias Noreste y Peninsular se relaciona con el aumento de las horas pico de carga durante el verano, mientras que en la gerencia Noroeste, los enlaces saturados se atribuyen a la distribución de carga, la generación y los límites de transmisión.

Las gerencias de control regional Noreste y Peninsular presentan un patrón distinto al observado en el SIN, ya que en la zona Noreste la mayor frecuencia de horas con enlaces saturados comienza a partir de la hora 12 y hasta la hora 17 con valores máximos del CC que se ubicaron entre \$5,119.58 y \$5,201.33 por MWh. Mientras que en la gerencia de control regional Peninsular el patrón de saturación es similar, con la excepción de que la mayor frecuencia comienza una hora antes por cuestiones de zona horaria; para esta zona de control, a la hora 11 se incrementa la frecuencia y hasta la hora 16 donde alcanza su máximo; los valores máximos del CC se ubicaron entre \$3,459.68 y \$3,916.68 por MWh.

Gráfica 32 Horas del día: saturación de enlaces y CC máximo
Gerencia de control regional



Fuente: elaboración propia con base en datos del CENACE.

Para las gerencias de control regional Noreste y Peninsular la frecuencia de horas con enlaces saturados es mucho menor que la observada en la gerencia Noroeste, además el patrón de comportamiento de la frecuencia de horas es consistente con el valor máximo del CC observado para las mismas horas del día. Lo que sugiere que, en la muestra analizada, los problemas de saturación de enlaces y valores elevados del CC en las horas de demanda máxima del SIN se localizan en estas dos zonas de control.

De los 112 enlaces analizados, en la **Tabla 5** se muestran los cinco enlaces que en conjunto concentran el 76.32% de la frecuencia de horas con enlaces saturados; se destaca que en la región Noroeste dos nodos concentran el 60.82% de las horas con enlaces saturados. El enlace 4-4-PGD-EPM es el que presenta el valor máximo del CC para el NodoP destino con \$4,406.95 por MWh y una frecuencia de enlaces saturados de 1,042 horas que equivale al 14.72%.



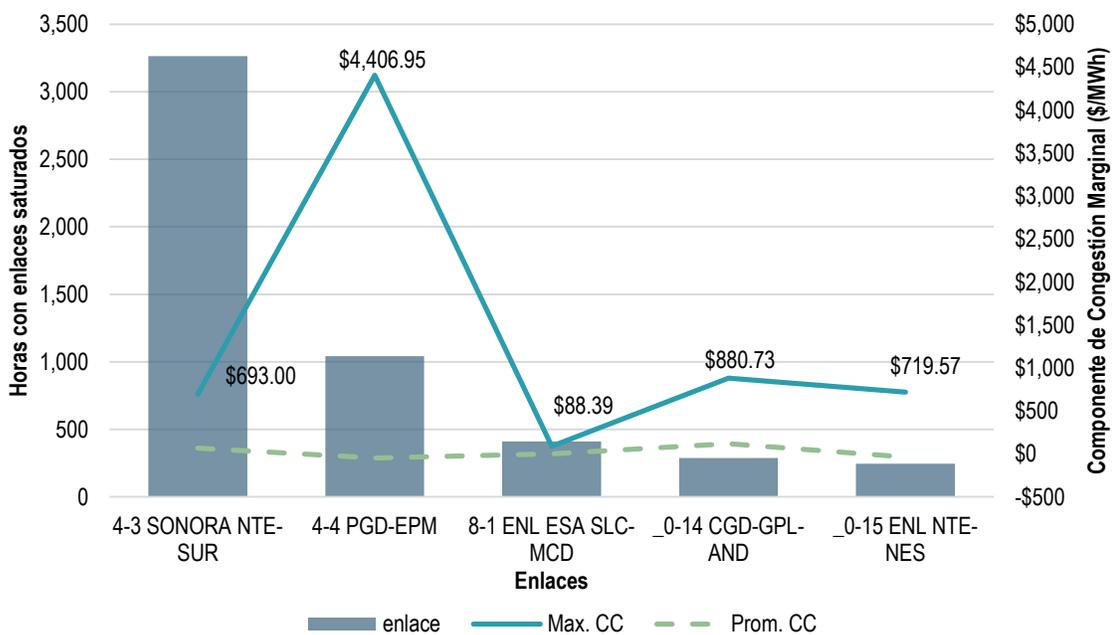
Tabla 5 Principales enlaces saturados

Clave del enlace	Zona	Max. CC	Prom. CC	Horas con enlaces saturados	%
4-3 SONORA NTE-SUR	Noroeste	\$693.00	\$68.07	3,264	46.10%
4-4 PGD-EPM	Noroeste	\$4,406.95	-\$46.86	1,042	14.72%
8-1 ENL ESA SLC-MCD	Peninsular	\$88.39	\$1.61	410	5.79%
_0-14 CGD-GPL-AND	Norte	\$880.73	\$118.56	288	4.07%
_0-15 ENL NTE-NES	Noreste	\$719.57	-\$36.64	245	3.46%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Los valores negativos presentados en la **Tabla 5** significan que el flujo cambió de sentido y por lo tanto, aplica un diferente límite en el enlace.

Gráfica 33 Principales enlaces saturados

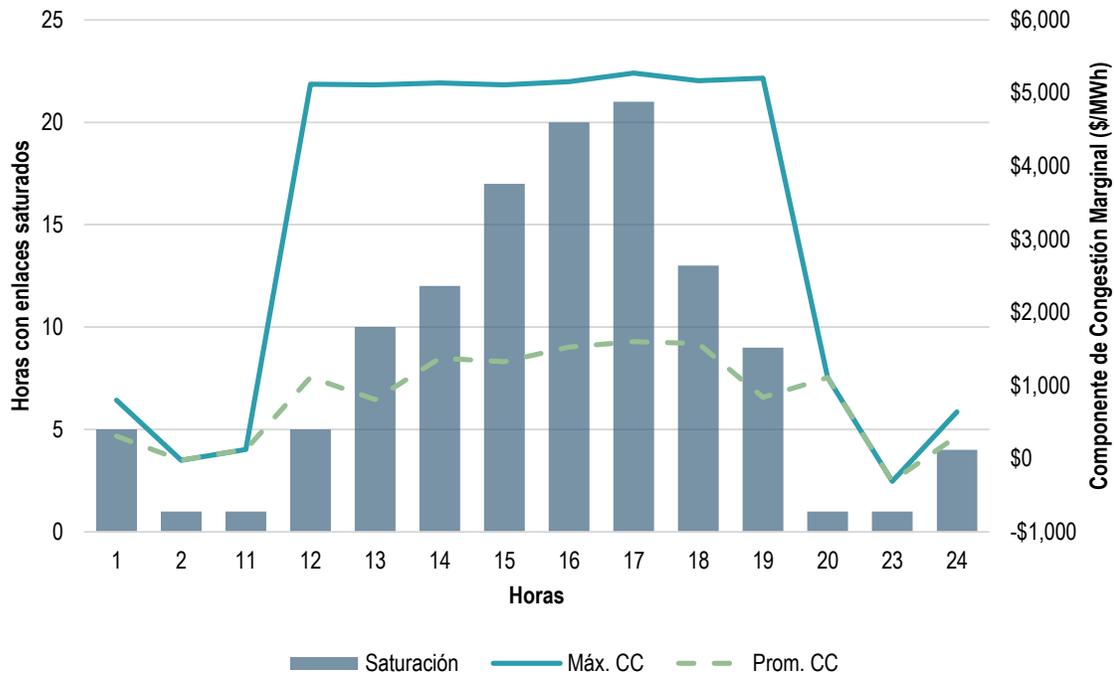


Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

A continuación, se presenta el comportamiento del enlace 6-6ENL RAP-PMY+GUE-CPY localizado en la zona Noreste. Se eligió este enlace dado que, aún con un porcentaje pequeño de horas con enlaces saturados (1.69%), es el enlace que presenta los valores máximos más elevados en el SIN. En la **Gráfica 34** se puede observar la frecuencia de saturación por hora y los valores máximos y promedios del CC; el patrón de comportamiento de la frecuencia de saturación es congruente con los valores máximos del CC observados. La frecuencia máxima se alcanza en la

hora 17 y el valor máximo del CC corresponde al valor máximo presentado en el SIN de \$5,274.04 por MWh.

Gráfica 34 Enlace 6-6 ENL RAP-PMY+GUE-CPY



Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

Si bien este enlace se saturó 120 veces durante el periodo, el efecto que tiene en la congestión del SIN es mucho mayor en términos de precio que los enlaces ubicados en otras zonas de control. Para el periodo que comprendió las fechas del 20 al 22 de julio, 25 y 26 del mismo mes y para el 8 de agosto se presentaron cortes de energía³⁵ en el MDA para la región Noreste, los cuales se presentan en la **Tabla 6**. Posterior a la fecha del ocho de agosto, el enlace 6-6ENL RAP-PMY+GUE-CPY no volvió a observar saturación.

**Tabla 6 Horas con cortes de energía
Enlace 6-6ENL RAP-PMY+GUE-CPY**

Fecha	Hora	CC \$/MWh
20-jul-2016	16	\$4,256.05
20-jul-2016	17	\$5,274.04
21-jul-2016	15	\$221.35

³⁵ Los cortes de energía en el MDA no significan que los cortes sean de energía física, sino son muestra de la incapacidad del modelo del mercado para cumplir los requisitos de energía en esa región.

Fecha	Hora	CC \$/MWh
21-jul-2016	16	\$390.51
21-jul-2016	17	\$623.79
22 jul-2016	16	\$5,153.96
25-jul-2016	13	\$5,112.55
25-jul-2016	14	\$5,139.42
25-jul-2016	15	\$5,111.49
25-jul-2016	16	\$5,128.24
25-jul-2016	17	\$5,131.62
25-jul-2016	18	\$5,168.39
26-jul-2016	15	\$4,973.42
26-jul-2016	16	\$4,999.68
26-jul-2016	17	\$4,984.43
26-jul-2016	18	\$5,022.55
08-ago-2016	16	\$4,872.64
08-ago-2016	16	\$5,005.96
08-ago-2016	17	\$4,947.33
08-ago-2016	18	\$4,973.93

Fuente: Elaboración propia con base en datos del CENACE.

4.3. PML NEGATIVOS

En los sistemas eléctricos desregulados se presentan ocasionalmente Precios Marginales Locales negativos. El origen de su presencia puede relacionarse con diversas cuestiones tanto económicas como operativas, además, es importante mencionar que la presencia de dichos precios, no significa que se haya cometido un error en el cálculo de los mismos. Por lo anterior, cuando se presentan los Precios Marginales Locales negativos, resulta de gran interés analizar las causas que los provocan.

En esta sección se presentan las posibles causas de la aparición de los PML negativos y se muestra la frecuencia con la que se presentaron estos precios para el año 2016 en el Mercado de Energía de Corto Plazo. El Anexo B. **Cálculo de PML negativos** presenta una explicación más detallada del cálculo de los PML negativos y se desarrolla un ejemplo en un sistema de prueba donde se observa el impacto que tienen estos precios en un mercado eléctrico.

Los PML negativos algunas veces se originan al considerar restricciones de transmisión en el sistema de potencia. Al incorporar las restricciones, la energía (no en todos los casos) proviene de las centrales más económicas, es por eso que algunos nodos adoptan valores negativos en el Precio Marginal Local derivados de los altos Componentes de Congestión Marginal. Desde una perspectiva económica, el Componente de Congestión Marginal puede alcanzar valores altos, sin embargo, en algunos casos este valor es aceptable si se compara con el costo por expandir la red de transmisión (con el objetivo de erradicar la congestión). Por ejemplo, si el costo por expandir la red de transmisión es de \$124,000 por año y el costo de la congestión es de \$40,000, desde un enfoque económico resulta más conveniente no expandir la red. Por lo tanto, una de las ventajas de la existencia de Precios Marginales Locales negativos es que permiten evaluar este tipo de escenarios y establecer un plan de acción económico al respecto.

Otro de los posibles motivos de la existencia de PML negativos, se debe a la oferta con valor negativo por parte de los productores de generación de energía renovable. Lo anterior, significa que algunos productores de esta índole prefieren pagar por producir energía. Esta situación se presenta debido a que en algunas Unidades de Central Eléctrica de energía renovable resulta más económico seguir produciendo energía en horas con poca demanda que salir de servicio, por ende, al presentar ofertas con valor negativo es un hecho que serán designadas para entrar en operación (ya que están pagando por producir energía).

En un futuro, el número de Unidades de Central Eléctrica con energía renovable incrementará considerablemente, por lo tanto el nivel de competitividad se amplificará y en este tipo de UCE será muy común la presencia de ofertas negativas en el mercado por los motivos mencionados anteriormente, sin embargo las Bases del Mercado Eléctrico indican que esta forma de ofertar será reservada hasta la segunda etapa de operación, de manera que los PML negativos que se presentaron a lo largo del año, se atribuyen a la congestión del sistema.

En el Mercado de Energía de Corto Plazo, a lo largo del año 2016 solo se presentaron PML negativos en el SIN como se muestra en la **Tabla 7**.

Tabla 7. PML negativos en el Mercado de Energía de Corto Plazo

Fecha	Hora	Nodo	PML (\$/MWh)	Componente de Energía Marginal (\$/MWh)	Componente de Pérdidas Marginal (\$/MWh)	Componente de Congestión Marginal (\$/MWh)	Región
20 Julio 2016	16	03PNQ-400	-270.49	919.04	68.64	-1,258.16	Occidental
20 Julio 2016	17	03PNQ-400	-294.97	896.35	70.43	-1,261.74	Occidental
20 Julio 2016	18	03PNQ-400	-73.77	1,048.06	80.61	-1,202.44	Occidental
21 Julio 2016	15	03PNQ-400	-94.36	1,017.14	78.57	-1,190.07	Occidental
21 Julio 2016	16	03PNQ-400	-247.38	932.11	70.32	-1,249.82	Occidental
21 Julio 2016	17	03PNQ-400	-297.9	889.1	69.97	-1,256.97	Occidental
22 Julio 2016	16	03PNQ-400	-51.46	1,046.06	82.15	-1,179.66	Occidental
25 Julio 2016	14	03PNQ-400	-275.37	1,483.96	105.75	-1,865.08	Occidental
25 Julio 2016	15	03PNQ-400	-369.64	1,520.62	111.79	-2,002.05	Occidental
25 Julio 2016	16	03PNQ-400	-325.87	1,553.25	116.93	-1,996.05	Occidental
25 Julio 2016	17	03PNQ-400	-317.44	1,564.68	116.18	-1,998.29	Occidental
25 Julio 2016	18	03PNQ-400	-377.19	1,517.77	111.77	-2,006.73	Occidental
26 Julio 2016	15	03PNQ-400	-1,128.31	1,357.98	96.3	-2,582.59	Occidental
26 Julio 2016	16	03PNQ-400	-1,209.99	1,359.07	104.28	-2,673.34	Occidental
26 Julio 2016	17	03PNQ-400	-1,139.2	1,348.87	99.05	-2,587.12	Occidental
26 Julio 2016	18	03PNQ-400	-1,158.88	1,334.45	93.67	-2,587.01	Occidental
08 Agosto 2016	14	03PNQ-400	-706.94	1,090.22	79.59	-1,876.75	Occidental
08 Agosto 2016	15	03PNQ-400	-1,219.68	1,307.51	106.31	-2,633.5	Occidental
08 Agosto 2016	16	03PNQ-400	-1,388.54	1,182.11	98.21	-2,668.86	Occidental
08 Agosto 2016	17	03PNQ-400	-1,278.91	1241	98.11	-2,618.01	Occidental
08 Agosto 2016	18	03PNQ-400	-1,287.12	1,221.2	92.29	-2,600.6	Occidental
24 Agosto 2016	17	02VMN-230	-3.02	1,058.81	-168.61	-893.22	Oriental

Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

Asimismo, los PML negativos mostrados en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se relacionan con la insuficiencia del cumplimiento de energía del MDA, lo que se tradujo en cortes de energía en el cálculo del mismo, sin embargo, no significa que sean aplicables en la operación del sistema. Las Bases del Mercado Eléctrico indican que el corte de carga considerada no controlable sólo es aplicable en el estado operativo de emergencia por lo que dichos PML representan la escasez de generación únicamente en el cálculo del MDA. Dichas acciones resultaron en altos costos en las áreas Noreste y Noroeste, y los PML negativos en la Occidental y Oriental, aunados a la congestión interzonal. En la **Tabla 7** se muestran las horas en las que se presentaron dichos cortes de energía.

Tabla 7 Cortes de energía en el Mercado del Día en Adelanto

Fecha	Gerencia de Control Regional	Horas
23 de junio 2016	Noroeste	17, 18 y 24
24 de junio 2016	Noroeste	1, 2, 3, 16, 17, 18 y 24
14 de julio 2016	Noroeste	17 y 18
20 de julio 2016	Noreste	16 y 17
21 de julio 2016	Noreste	15, 16 y 17
22 de julio 2016	Noroeste	3 y 15
22 de julio 2016	Noreste	16
25 de julio 2016	Noreste	13, 14, 15, 16, 17 y 18
26 de julio 2016	Noreste	15, 16, 17 y 18
03 de agosto 2016	Baja California	11, 12, 13, 21 y 22
04 de agosto 2016	Peninsular	16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24
04 de agosto 2016	Baja California	11, 12, 13, 14, 15, 16, 21 y 22
08 de agosto 2016	Noreste	15, 16, 17, 18
05 de agosto 2016	Baja California	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 21 y 22

Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

4.4. PRECIOS DE SERVICIOS CONEXOS

El mercado de Servicios Conexos es uno de los componentes más importantes del Mercado de Energía de Corto Plazo. El objetivo de este mercado es el mantener la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en caso de una contingencia, además de asegurar generación suficiente en caso de falla de unidades o centrales de generación, fluctuaciones de energía provenientes de fuentes renovables y cambios inesperados en la demanda y otros factores que pueden comprometer la confiabilidad del suministro eléctrico.

En el MEM, específicamente en el mercado de corto plazo, se comercializan cinco Servicios Conexos. Estos servicios son suministrados por las Unidades de Central Eléctrica sincronizadas al sistema, las cuales también pueden ofertar energía de acuerdo a la estrategia adoptada por cualquier generador.

Para definir cada una de las Reservas en cuestión, es necesario hacer referencia a lo que se menciona, de conformidad con el numeral 4.4.10 del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, publicado en el DOF, el día 17 del sexto mes del año 2016:

“Los precios de los Servicios Conexos se obtienen a partir de los valores óptimos de las variables duales correspondientes a las cuatro restricciones que modelan las cantidades requeridas de Servicios Conexos. Para cada zona de reserva y cada Intervalo de Despacho, durante 2016 y, actualmente, los precios de los Servicios Conexos se calculan como sigue:

1. *En el caso de las Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia, su precio es igual al valor óptimo de la variable dual asociada a la restricción del precio de la Reserva de Regulación Secundaria el cual no depende del precio de la otras reservas, ya que ésta no contribuye en otras reservas. El precio de la Reserva de Regulación Secundaria no depende del precio de las otras reservas, ya que ésta no contribuye en otras reservas*
2. *En el caso de las Reservas Rodantes de 10 minutos, su precio es igual a la suma de los valores óptimos de las tres variables duales asociadas a las restricciones a las que contribuye a satisfacer que son: el requisito de Reservas Rodantes, el requisito de Reservas Operativas y el requisito de Reservas Suplementarias.*
3. *En el caso de las Reservas No Rodantes de 10 minutos, su precio es igual a la suma de los valores óptimos de las dos variables duales asociadas a las restricciones a las que contribuye a satisfacer que son: el requisito de Reservas Operativas y el requisito de Reservas Suplementarias.*
4. *En el caso de las Reservas Rodantes Suplementarias y No Rodantes Suplementarias, su precio es igual al valor óptimo de la variable dual asociada a la restricción a la que contribuye a satisfacer que es: el requisito de Reservas Suplementarias.”*

Para obtener los costos marginales de reservas, se corre el algoritmo del MDA basado en un modelo de co-optimización de energía y Servicios Conexos matemática entero-mixto lineal. Este algoritmo tiene la finalidad de seleccionar las UCE que minimicen el costo total del sistema y el precio se obtiene mediante las variables duales de las restricciones de requerimiento de reserva correspondientes³⁶.

4.4.1.EVOLUCIÓN

Para los tres sistemas que forman el Sistema Eléctrico Nacional: SIN, BCA y BCS, se han observado fluctuaciones importantes en sus precios marginales de reservas, como se ilustra en las tablas y gráficas siguientes:

1. En el **SIN**, los precios altos de Regulación Secundaria de Frecuencia se explican debido a los requerimientos altos en las reservas y a la presencia de escasez.
2. En el **BCA** se presentaron precios estables, por lo general, debido a que la mayoría de las unidades no presentaron fallas o salidas a mantenimiento.

³⁶ Por ejemplo, para encontrar el precio de la *Reserva Rodante de 10 Minutos* se utiliza la siguiente expresión:

$$cm_r^i = \alpha_r^i + \beta_r^i + \lambda_r^i$$

Donde:

- cm_r^i Precio de reserva rodante de 10 minutos para la zona r e intervalo i .
 α_r^i Multiplicador (variable dual) de la restricción de requerimiento de reserva rodante de diez minutos del CENACE para la zona r en el intervalo i .
 β_r^i Multiplicador de la restricción de requerimiento de reserva de diez minutos del CENACE para la zona r en el intervalo i .
 λ_r^i Multiplicador de la restricción de requerimiento de reserva suplementaria del CENACE para la zona r en el intervalo i .

3. En el **BCS**, los precios altos para todas los servicios de reservas se explican debido al tamaño pequeño del Sistema y a la presencia de la indisponibilidad de algunas UCE.

A continuación se presentan tablas y gráficas para cada sistema, correspondientes a la evolución de los precios máximos en los servicios de reservas:

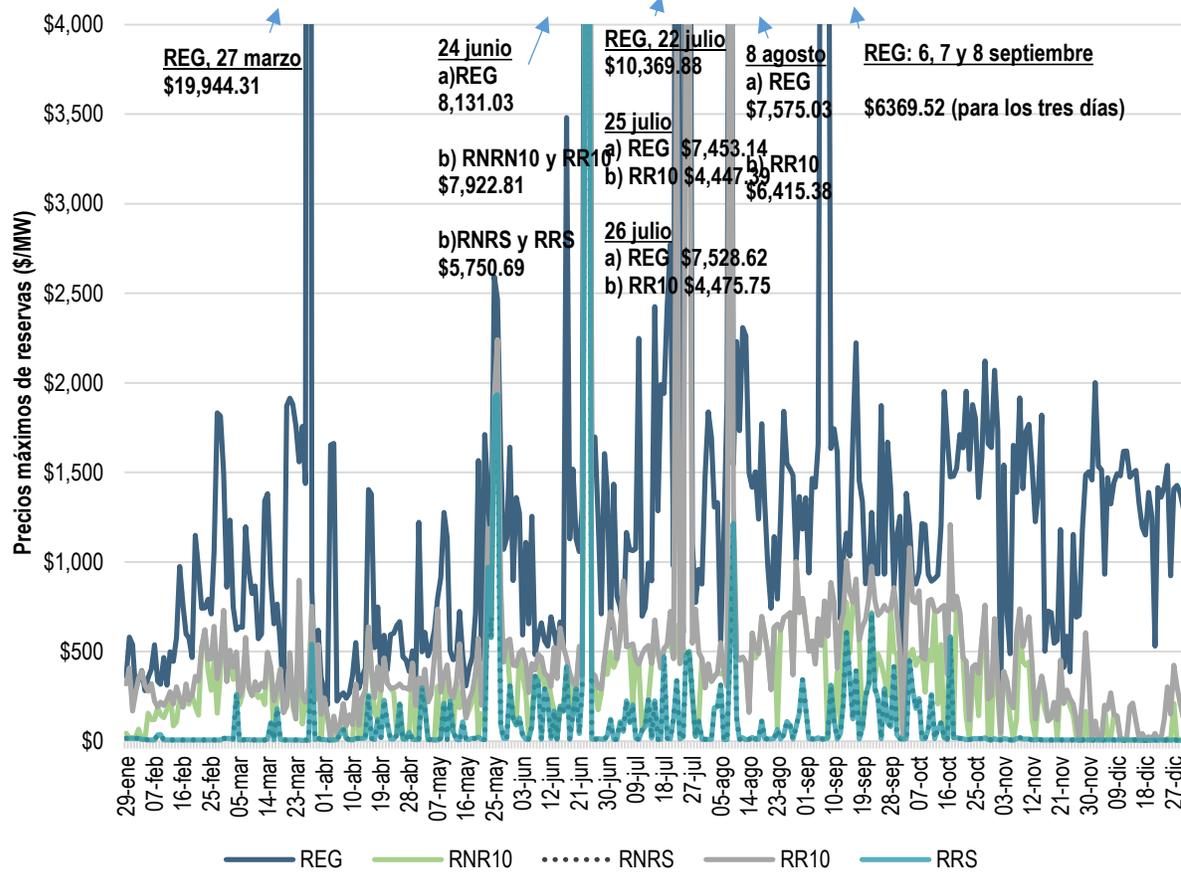
Tabla 8 SIN: precios máximos de Servicios Conexos (\$/MWh)

Mes	Reservas				
	REG	RR10	RNR10	RRS	RNRS
Febrero	\$1,832.51	\$730.53	\$730.53	\$36.49	\$36.49
Marzo	\$19,944.31	\$898.35	\$750.26	\$541.19	\$541.19
Abril	\$1,662.53	637.16	\$637.16	\$255.17	\$255.17
Mayo	\$2,593.46	\$2,241.53	\$1,933.09	\$1,933.09	\$1,933.09
Junio	\$8,131.03	\$7,922.81	\$7,922.81	\$5,750.69	\$5,750.69
Julio	\$10,369.88	\$4,475.75	\$892.44	\$500.81	\$500.81
Agosto	\$7,575.03	\$6,415.38	\$1,216.71	\$1,216.71	\$1,216.71
Septiembre	\$6,369.52	\$1,007.57	\$801.83	\$711.23	\$711.23
Octubre	\$2,122.07	\$1,210.05	\$807.49	\$582.44	\$582.44
Noviembre	\$1,915.94	\$738.44	\$623.19	\$18.74	\$18.74
Diciembre	\$2,001.38	\$424.41	\$211.83	\$7.96	\$7.96

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.



Gráfica 35 SIN: precios máximos de Servicios Conexos
enero-noviembre 2016 (\$/MWh)



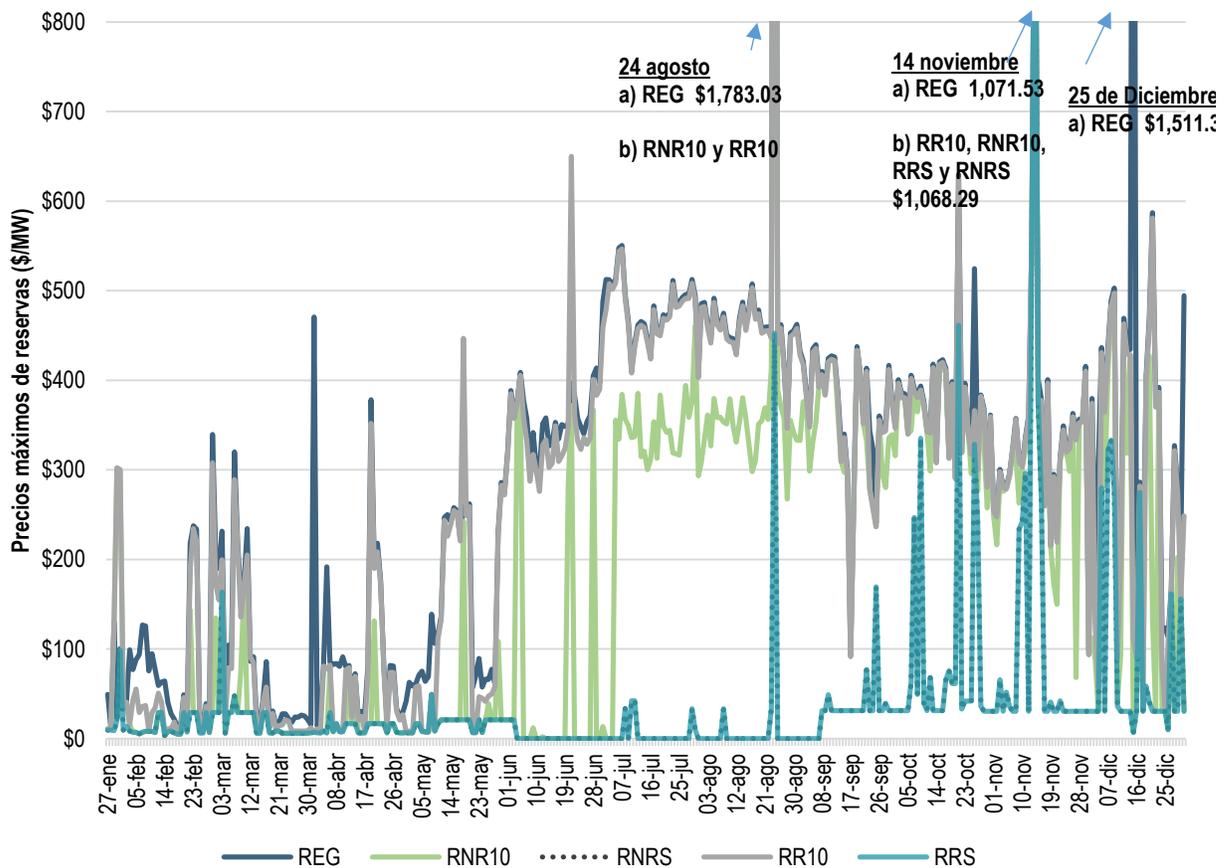
Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE

Tabla 9 BCA: precios máximos de Servicios Conexos (\$/MWh)

Mes	Reservas				
	REG	RR10	RNR10	RRS	RNR5
Febrero	\$339.47	\$307.81	\$143.42	\$29.11	\$29.11
Marzo	\$320.05	\$289.28	\$170.77	\$163.66	\$163.66
Abril	\$470.48	\$352.06	\$131.42	\$29.09	\$29.09
Mayo	\$285.81	\$446.68	\$242.81	\$49.34	\$49.34
Junio	\$413.84	\$649.92	\$405.24	\$20.76	\$20.76
Julio	\$550.6	\$546.55	\$461.15	\$42.21	\$42.21
Agosto	\$1,783.03	\$1,779.97	\$1,779.97	\$452.46	\$452.46
Septiembre	\$439.64	\$435.37	\$433.25	\$169.49	\$169.49
Octubre	\$629.57	\$624.87	\$461.28	\$461.28	\$461.28
Noviembre	\$1,071.53	\$1,068.29	\$1,068.29	\$1,068.29	\$1,068.29

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

Gráfica 36 BCA: precios máximos de Servicios Conexos
enero-noviembre 2016 (\$/MWh)



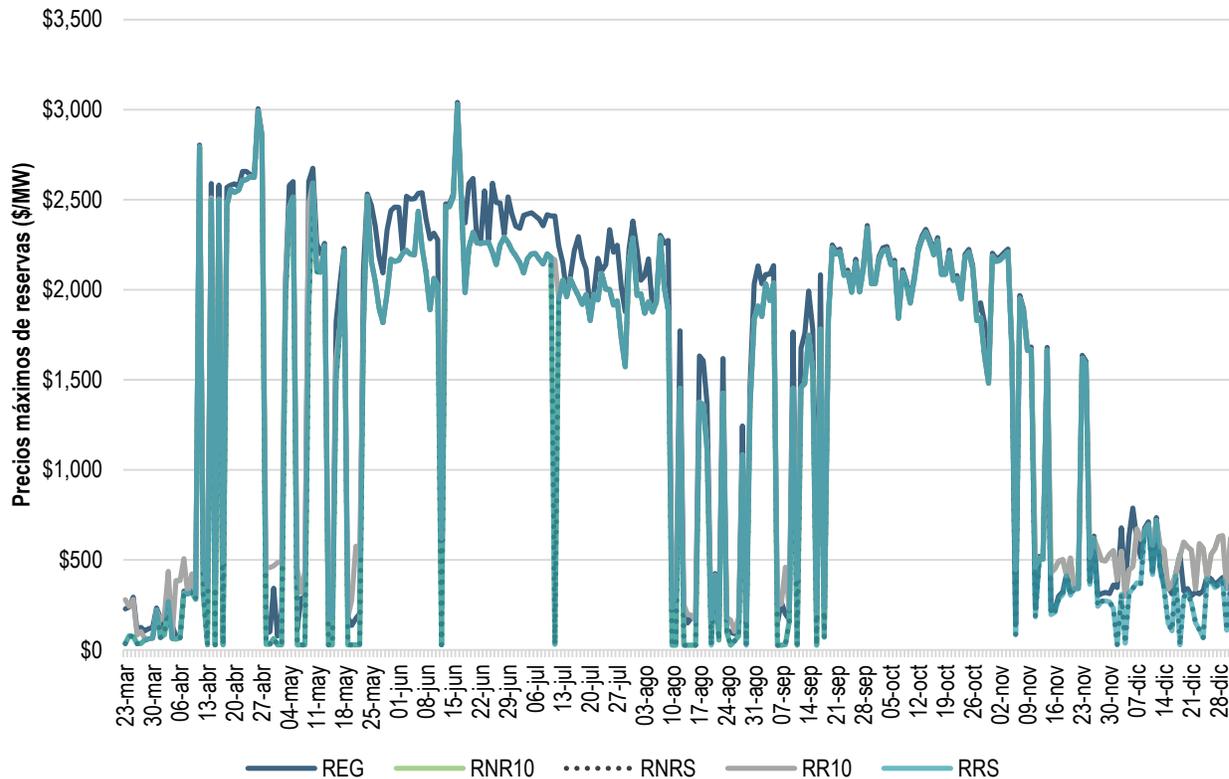
Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

Tabla 10 BCS: precios máximos de Servicios Conexos (\$/MWh)

Mes	Reservas				
	REG	RR10	RNR10	RRS	RNR5
Abril	\$3,005.20	\$2,992.06	\$2,992.06	\$2,992.06	\$2,992.06
Mayo	\$2,674.69	\$2,591.39	\$2,591.39	\$2,591.39	\$2,591.39
Junio	\$3,039.8	\$3,028.55	\$3,028.55	\$3,028.55	\$3,028.55
Julio	\$2,427.67	\$2,201.99	\$2,188.06	\$2,285.60	\$2,285.60
Agosto	\$2,301.96	\$2,287.1	\$2,287.1	\$2,287.10	\$2,287.10
Septiembre	\$2,356.96	\$2,340.6	\$2,340.6	\$2,340.60	\$2,340.60
Octubre	\$2,335.5	\$2,318.16	\$2,318.16	\$2,318.16	\$2,318.16
Noviembre	\$2,225.75	\$2,208.81	\$2,208.81	\$2,208.81	\$2,208.81

Fuente: elaboración propia con base en información del CENACE.

**Gráfica 37 BCS: precios máximos de Servicios Conexos
abril-noviembre 2016 (\$/MWh)**



Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

4.4.2. PRECIOS DE RESERVA DURANTE ESCASEZ

En esta sección se analizará la evidencia disponible sobre la práctica de reducir los requerimientos de energía, su impacto en los precios y se realizará la recomendación de una posible solución.

El MIM ha verificado con observaciones directas, y documentos escritos que, cuando los operadores del MDA se enfrentan a alguna situación en la que las reservas disponibles son insuficientes para cumplir con los requerimientos de reservas en el modelo, dichos operadores disminuyen los requerimientos de reservas para cumplir con la oferta disponible de reservas. Sin esta acción, o alguna acción similar, tal como cortar energía, el modelo no convergería.

Dicho procedimiento empleado para solucionar problemas de escasez de reservas en el MDA ha tenido un impacto en los precios. En particular, el impacto ha tenido una tendencia a disminuir los precios de los Servicios Conexos.

Las peores condiciones de escasez, ocurren durante un corte de energía. Durante estos cortes de energía, el precio de energía es fijado por la UCE que resulta más cara en la zona restringida de importación. Esto garantiza la existencia de altos precios de energía. Sin embargo, no existe una

regla similar para las reservas; por lo tanto, los precios de Servicios Conexos son fijados por la oferta de reserva más cara aceptada en el mercado.

Los precios de Servicios Conexos serán menores a lo normal si es que el rango de ofertas de reserva es reducido. Por ejemplo, si el rango normal de ofertas de reserva es de \$0 a \$700 y la reserva disponible es de 1000 MW, para cumplir con toda la demanda de energía que sea posible, el operador del mercado convierte 550 MW de la reserva a energía. Posteriormente, se cuenta con 450MW disponible de reserva y el rango de ofertas de reserva es reducido de \$0 a \$400. Cabe resaltar que se deben usar los recursos de reserva más caros para energía, debido a que son los que cuentan con un mayor costo de oportunidad.

Como es de esperarse, cuando se reducen los requerimientos de reserva, los precios de reserva en el mercado disminuyen también.

Un problema de incentivo surge en esta situación. Un proveedor de energía se enfrenta con un precio alto de energía y con un precio bajo de reserva. Por ejemplo, si durante las operaciones de tiempo real, el operador del mercado instruye al generador a proveer reserva en lugar de energía, si el generador cumple con la instrucción del operador del mercado, perderá la oportunidad de obtener ganancias considerables, en caso de proveer energía.

En contraste, el precio de los Servicios Conexos puede ser tan bajo como \$0 en la misma hora. Esta diferencia ofrece un gran incentivo para el proveedor de ignorar las instrucciones del operador del mercado y generar energía, en lugar de proveer reservas. En este caso, el proveedor se enfrenta con un riesgo de sufrir una penalización por ofrecer energía en lugar de reservas, sin embargo, para evitar la penalización, el proveedor puede declarar una condición de que la Unidad de Central Eléctrica requiere una mayor producción. Asimismo, el proveedor puede solicitar una operación obligada, cuando considere que podría darse este patrón de precios. Ninguno de estos escenarios resulta en un beneficio al sistema cuando el operador del mercado se enfrenta con reducciones de reservas.

El problema del incentivo es eliminado si los precios determinados son tales que el generador obtenga la misma ganancia neta al proveer reservas que al proveer energía. En términos económicos, el generador sería “indiferente” entre proveer reservas o energía.

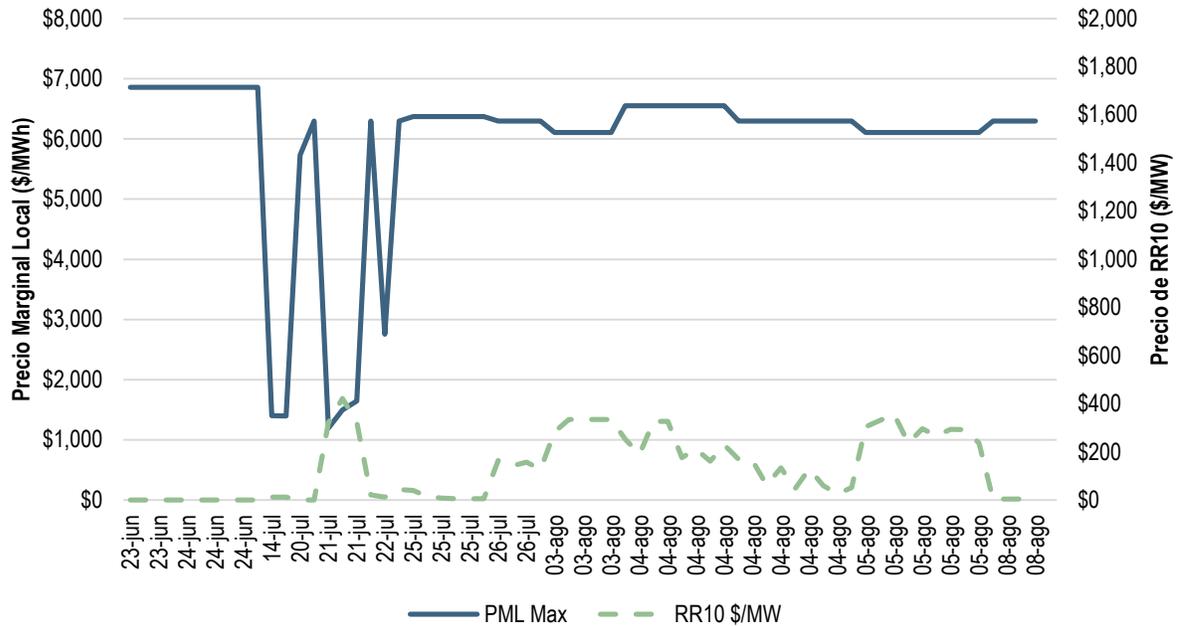
4.4.3.PRECIOS DE SERVICIOS CONEXOS VS REQUERIMIENTOS DE RESERVA

Con basen en los datos publicados por el CENACE, el MIM ha analizado el comportamiento de los precios de Servicios Conexos y los valores de PML en las horas en que se presentó escasez de energía. En las siguientes dos gráficas se presentan observaciones que corresponden a fechas cuando hubo insuficiencia de energía en el MDA.

A un nivel muy general, la **Gráfica 38** nos permite observar la comparación entre los precios de Servicios Conexos y los PML del SIN, así mismo se puede observar que en días en los que hubo escasez de energía en alguna zona del SIN, el precio máximo de energía de todo el sistema excedió el precio máximo de la Reserva Rodante de 10 Minutos (RR10). También se puede

observar que precios de la RR10 de \$0.00 por MWh, se presentaron con PML cercanos al precio tope.

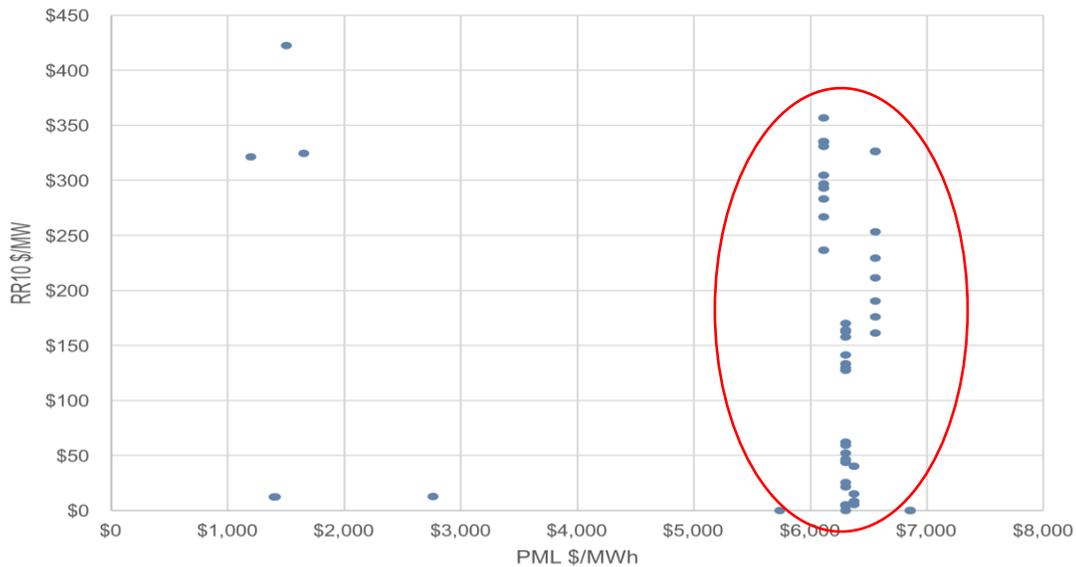
Gráfica 38 SIN: precios máximos de Servicios Conexos y PML máximos junio-agosto 2016 (\$/MWh)



Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

La **Gráfica 39** presenta la correlación entre el PML máximo del SIN y el precio máximo de la Reserva Rodante de 10 minutos en las horas que se presentaron cortes de energía en el MDA, más adelante se presenta el análisis por gerencia de control regional. Como puede observarse, un generador de un nodo particular con el precio máximo identificado, tendría el problema de incentivo mencionado en párrafos anteriores ya que es notable que, en varias ocasiones, el precio de energía exceda considerablemente el precio de máximo de la Reserva Rodante de 10 minutos.

Gráfica 39 SIN: Correlación PML vs precios de RR10



Fuente: Elaboración propia con base en información del GENACE.

Durante 2016, los operadores de mercado presentaron esta práctica descrita anteriormente, en la que se disminuyen los requerimientos de reserva para resolver problemas de escasez de reserva, durante periodos de tensión en el sistema³⁷ y en particular durante los periodos de escasez de capacidad operativa.

En esta sección se demuestra que los precios altos de energía (asumidos como parte de los periodos de tensión en el sistema) están asociados con reducciones considerables de los requerimientos de reserva. Se ha encontrado evidencia de que esto es aplicable para la RR10. Sin embargo, al analizar la reserva suplementaria no se encontró la misma relación, por lo tanto, esta sección se enfoca únicamente en la RR10.

La **Gráfica 40** muestra la correlación entre los precios horarios para la RR10 en la zona de reserva 1, así como el PML promedio por hora correspondiente a la gerencia de control regional Occidental; mientras que la pendiente de relación de PML y requerimientos debería de ser creciente, se observa que hay un sesgo de datos, habiendo requerimientos muy bajos y precios considerablemente altos.

El incremento del PML y disminución de requerimiento, soporta la hipótesis de que se está bajando el requerimiento, cuando éste último no debería cambiar, no obstante, se tiene conocimiento que el operador no tiene otras opciones. El requerimiento normal de reserva fluctúa entre 200 MW y 700 MW. Durante las horas con precios altos de energía, el requerimiento de reserva es de aproximadamente 100 MW. Lo anterior es consistente con la reducción de

³⁷ Se dice coloquialmente que un sistema tiene un periodo de tensión, cuando éste tiene un margen de reserva limitado.

requerimientos de reserva durante periodos de escasez de capacidad operativa y de escasez de reserva.

Gráfica 40 Requerimientos de RR10 Zona 1 vs PML promedio (Occidental)

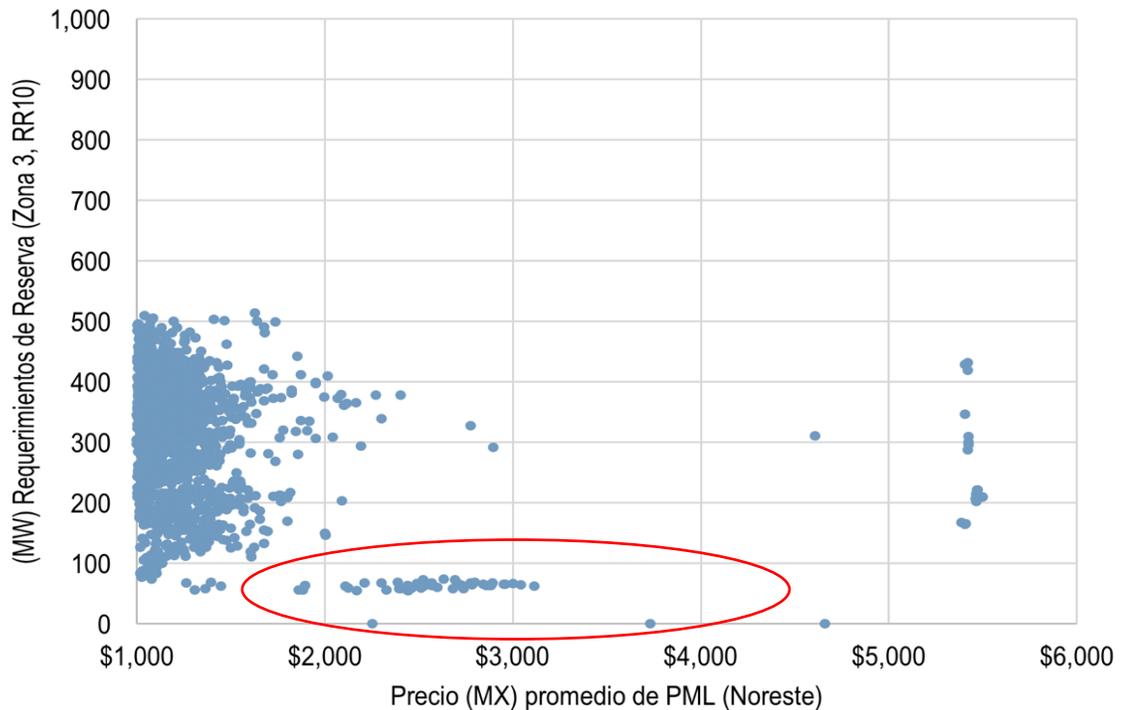


Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

La **Gráfica 41** muestra un ejemplo distinto a los anteriores. Los precios más altos, aquéllos superiores a \$5,000 por MWh, no están asociados con las reducciones de requerimientos de reserva. Lo anterior se debe al hecho de que representan horas donde se presentaron cortes de energía. Cuando la energía es cortada, la pérdida de carga provoca que se cuente con más generación disponible. Por lo tanto, se cuenta con más capacidad disponible que reserva para ser considerada en el sistema. De hecho, internacionalmente se considera como una buena práctica cuando, intencionalmente, se corta la carga a tal grado, que permita restaurar la reserva.

La reserva restaurada puede prevenir pérdidas incontrolables de carga. A menores niveles de precio, se puede notar que hay diversas observaciones de requerimientos de reserva por debajo del promedio, inclusive requerimientos de 0 MW.

Gráfica 41 Requerimientos de RR10 Zona 3 vs PML promedio (Noreste)



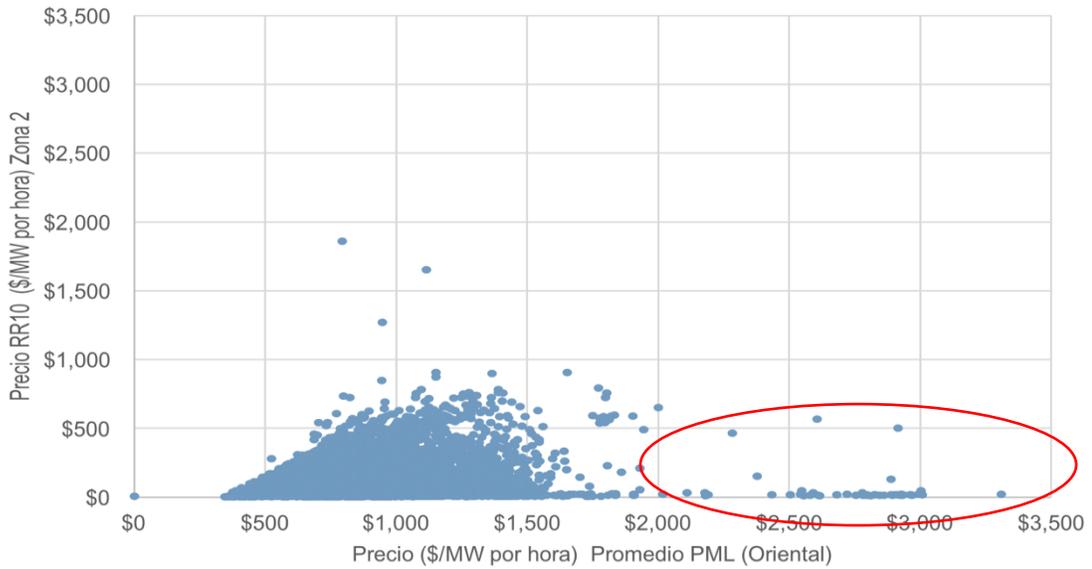
Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

Las siguientes dos gráficas presentan la correlación entre energía y precios de reserva que resulta de la reducción de requerimientos de reserva durante escasez de reserva. La **Gráfica 42** y **Gráfica 43** ilustran el problema de incentivo económico abordado en la sección anterior, la correlación esperada entre el precio de la RR10 y el PML promedio es positiva, sin embargo en las zonas 2 y 4 este comportamiento desaparece para PML mayores a \$2,000 por MWh donde la mayor parte de las observaciones presentan precios de RR10 cercanos a \$0/MW.

El hecho de que existan precios de Servicios Conexos considerablemente menores que los PML durante periodos de escasez crea un problema de incentivos, el cual incide en la disposición de los Generadores de cumplir con las instrucciones de despacho emitidas por el operador del mercado.

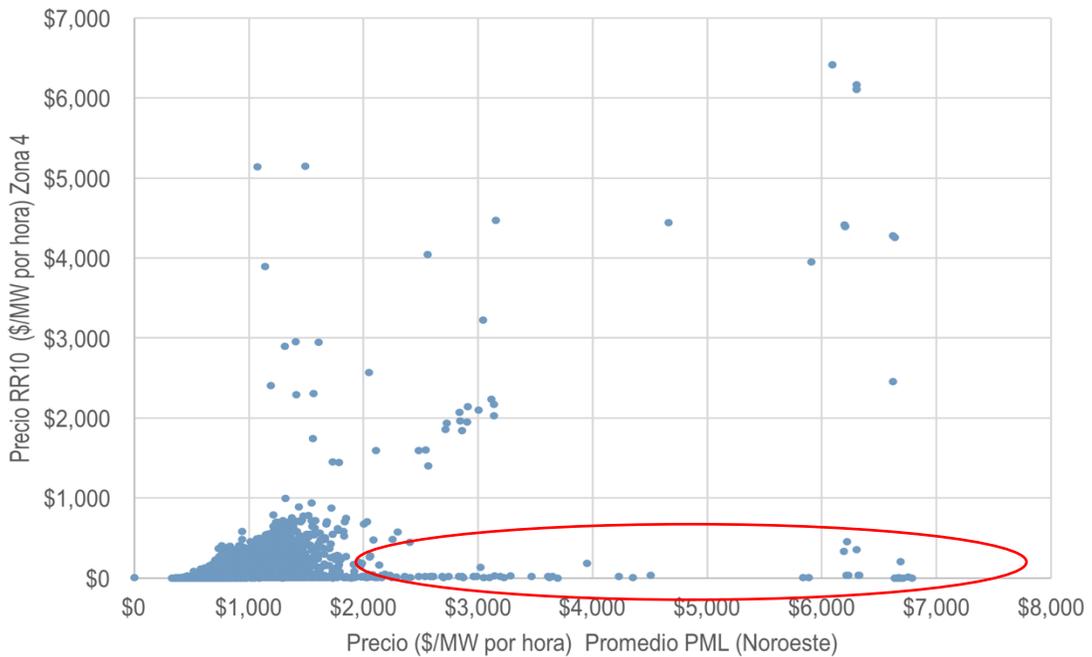


Gráfica 42 Precios de RR10 Zona 2 vs PML promedio (Oriental)



Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

Gráfica 43 Precios de RR10 Zona 4 vs PML promedio (Noroeste)



Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

4.4.4. CURVAS DE DEMANDA DE RESERVA OPERATIVA

El problema sobre los precios de reserva que no representan los valores correctos durante condiciones de escasez ha sido identificado en otros mercados. El problema surge cuando el requerimiento de reservas, teóricamente, ha sido presentado por un valor constante en cualquier momento y cualquier ubicación.³⁸

Este problema ha sido abordado en otros mercados mediante la implementación de una curva de demanda de reserva operativa, la cual se encuentra considerada en las Bases del Mercado Eléctrico para la segunda etapa del mercado. A continuación, se presenta una revisión de las prácticas internacionales a fin de que se evalúe la implementación de una metodología que no recurra a la disminución de requerimientos por parte del operador del mercado.

El objetivo principal de implementar una formulación alternativa basada en una curva de demanda de reserva operativa, es mejorar la confiabilidad y fijar precios adecuados en situaciones de escasez, es decir, que los precios reflejen el valor de la electricidad en presencia de riesgos en cortes de energía, además de incentivos para la inversión en generación.

De acuerdo con William Hogan, los precios de escasez que implican una curva de demanda de reservas operativas promoverían la confiabilidad, proporcionando mayores incentivos para suministrar capacidad, además de una mayor claridad a los operadores del sistema para obtener capacidad adicional a precios mayores para cumplir con los requerimientos de reservas.³⁹

La formulación alternativa para fijar los precios de reservas basadas en la *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC) fue implementada en los sistemas de Estados Unidos MISO, PJM, ERCOT y NYISO.

En MISO la metodología para construir la ORDC está relacionada con el valor de la carga no suministrada (*VOLL*) para capturar las incertidumbres del suministro y la demanda, y la probabilidad de que la demanda exceda a la capacidad ($LOLP = \mathbb{P}[Demanda > Capacidad]$). En MISO el precio de la reserva Re_p en cualquier momento está definido como sigue:

$$Re_p = VOLL * LOLP$$

De la ecuación anterior, se pueden observar las siguientes relaciones entre las variables:

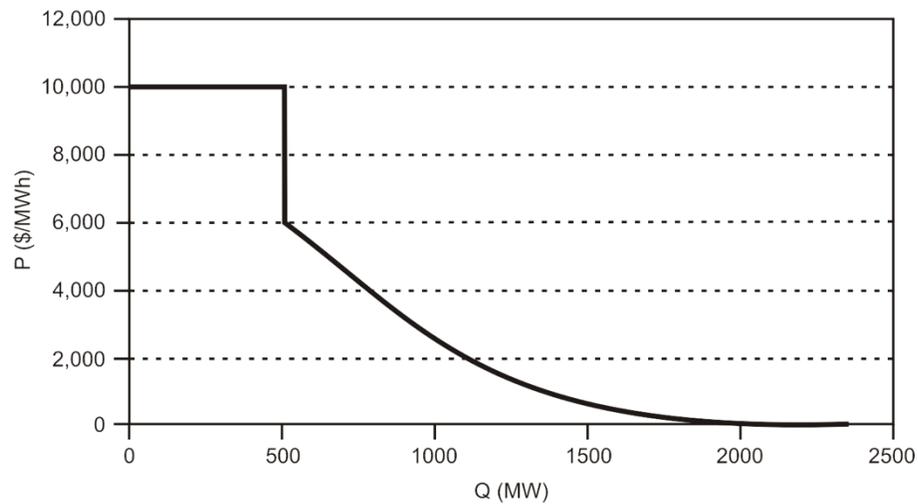
1. Un incremento en las reservas reduce el valor de *LOLP*, por lo tanto, un decremento en Re_p .
2. Un decremento en las reservas aumenta el valor de *LOLP* y, por lo tanto, un incremento en Re_p .
3. Cuando las reservas llegan a su valor mínimo. el precio se fija en el *VOLL*.

³⁸ (Hogan, 2013)

³⁹ Ibid.

El comportamiento de la ORDC en MISO es similar al de la **Gráfica 44**, en ésta se puede apreciar que para cantidades de reservas menores a 500 MW (la reserva mínima de contingencia), el precio se ajusta al valor del *VOLL* y, para cantidades de reservas mayores a 500 MW, los precios son más bajos, debido a la baja probabilidad de que la demanda exceda la capacidad (dada por *LOLP*). Con la implementación de la ORDC en MISO, el precio de la energía puede alcanzar como máximo el valor del *VOLL* = *USD 3,500.00/MWh*, cuando el valor de las reservas esté por debajo del valor de la contingencia.

Gráfica 44 Curva de demanda de reserva operativa (MISO)

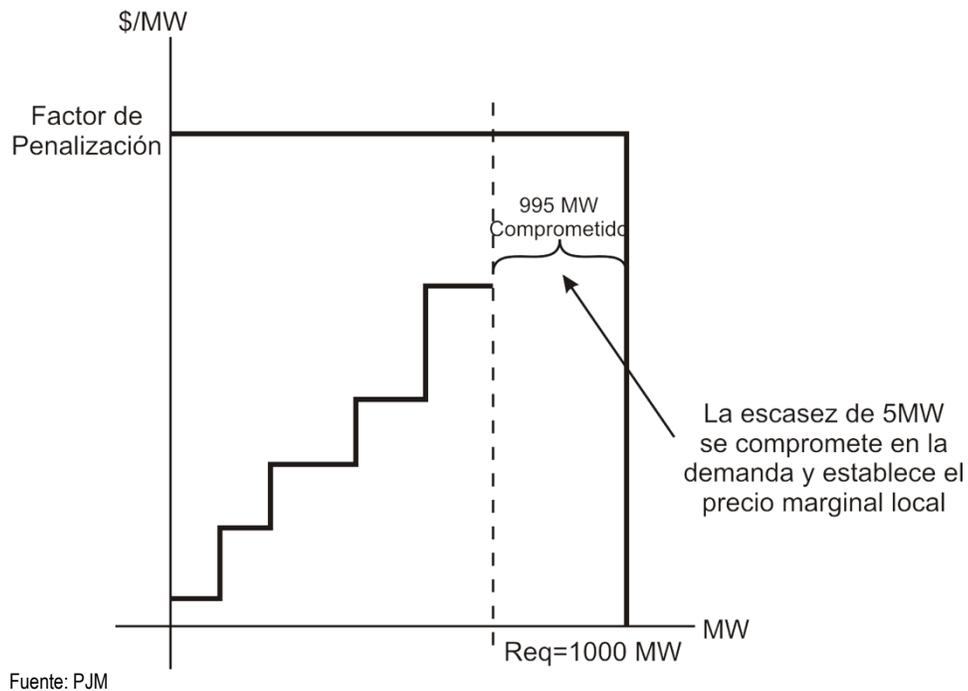


Fuente: MISO.

En el mercado de PJM, la ORDC tiene otra denominación, se emplea el factor de penalización por no cumplir el requerimiento de reservas y se utiliza como una señal para cortes de energía. Cuando el requerimiento de reservas está cubierto, el factor de penalización no afecta el PML; en cambio, cuando el requerimiento de reservas no se cumple, el precio del corte de energía está dado por la ORDC, como se ilustra en la **Gráfica 45**⁴⁰:

⁴⁰ (PJM, 2016)

Gráfica 45 Curva de demanda de reserva operativa (PJM)

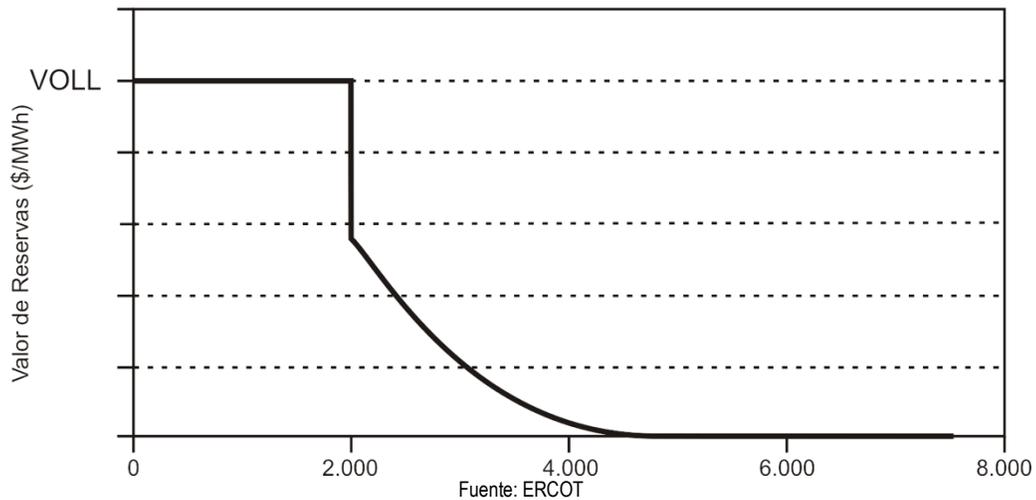


En el caso de ERCOT, la metodología para fijar el precio de la ORDC está descrita en la **Gráfica 46**. El objetivo principal de la ORDC en ERCOT es generar un incremento del precio en tiempo real, es decir, cuando la reserva operativa es menor o igual a 2,000 MW la ORDC ajusta automáticamente los precios de energía al valor del **VOLL** que se fijó en \$9,000.00 USD por MWh.

Con la implementación de la ORDC, los precios de la energía pueden alcanzar como máximo el valor del **VOLL**. El comportamiento de la ORDC en ERCOT es parecido al de la **Gráfica 44** mostrada anteriormente.⁴¹

⁴¹ (ERCOT, 2016)

Gráfica 46 Curva de demanda de reserva operativa (ERCOT)



Para el mercado de NYISO, se consideran doce curvas para la ORDC, es decir, una para cada requerimiento de reserva operativa.⁴² Las curvas de reservas en NYISO son anidadas y decrecientes, con la finalidad de que se cubran los requisitos totales de reservas. NYISO y el monitor independiente de NYISO realizarán revisiones periódicas para determinar si las Curvas de Demanda de Reservas Operativas requieren de un ajuste para optimizar la eficiencia económica de los mercados en NYISO.

4.4.5. CURVA DE RESERVAS EN EL CENACE

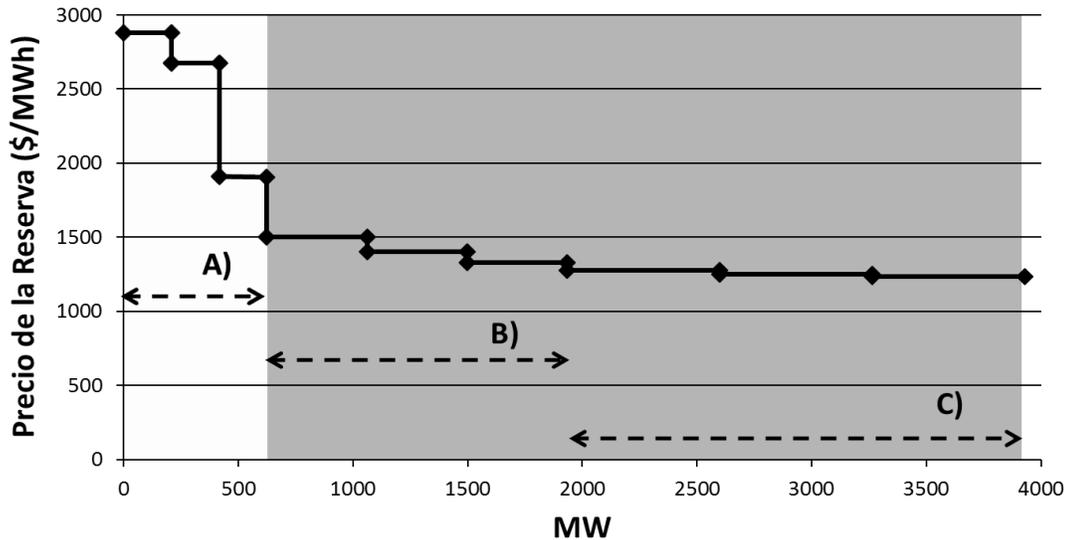
Con base en el análisis hecho en la sección anterior, se ha ilustrado que la mayoría de los mercados de electricidad en Estados Unidos han propuesto nuevas metodologías basadas en una ORDC para fijar los precios de las reservas.

El algoritmo de la curva de reserva del MDA propuesto por el CENACE está basado en la formulación de NYISO, por lo tanto, esta formulación conduce a tomar valores decrecientes pasando por la curva de Reserva Rodante de 10 minutos (A), Reserva No Rodante de 10 minutos (B) y la Reserva Suplementaria (C) como se puede apreciar en la **Gráfica 47**.⁴³

⁴² (NYISO, 2016)

⁴³ (Unidad de mercado y desarrollo del CENACE, 2016)

**Gráfica 47 Curva de demanda de reserva operativa
Propuesta por el CENACE**



Fuente: SENER.

4.5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El análisis del desempeño del mercado es un importante elemento que ayuda a los Participantes del Mercado, al CENACE y al público en general a tener una mejor idea de la evolución del Mercado Eléctrico Mayorista, así como para tener una explicación de los eventos relevantes que sucedieron en el transcurso del año.

El primer indicador que se analizó en el presente capítulo son las horas que le lleva al CENACE el publicar los resultados del MDA, lo cual pudiera indicar la facilidad con la que puede resolverse el problema de co-optimización del modelo en cada uno de los sistemas. En general, el CENACE cumplió con lo establecido por el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo de publicar los resultados antes de las 17 horas, los días en que no se cumplió este plazo se pueden explicar por las siguientes causas:

1. Fallas técnicas de los servidores de publicación del CENACE.
2. Fallas de tipo operacional, en las que las ofertas presentadas por los Participantes del Mercado no se evalúan antes de las 17:00 y el MDA no puede procesarse a tiempo, entonces, la publicación no es inmediata, sino hasta que se logran obtener los resultados de la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica. Esta es la razón por la que en el SIN se presenta una eficiencia menor, dado el mayor número de NodosP y de ofertas que tienen que ser evaluadas.

En general, el problema de la eficiencia de publicación está ligado con la resolución del MDA, por lo que el CENACE deberá tomar las medidas necesarias para cumplir con los plazos de publicación.

Se espera que una evaluación futura de la publicación de precios exista una mejora continua en los tres sistemas, lo que asegure que el proceso de optimización para obtención de los PML se ajuste a lo estipulado en las Reglas del Mercado.

Respecto al análisis de los determinantes de los Precios Marginales Locales, es posible identificar diversos factores que pueden impactar el aumento o la disminución de los precios de energía eléctrica como se describe a continuación:

1. Durante la semana del 24 al 29 de mayo existió un nivel próximo a la escasez derivada de la disminución el número de generadores disponibles, lo que incrementó el precio de la energía y de los Servicios de Conexos. Por su parte, el Componente de Congestión Marginal se incrementó debido a la saturación del enlace para el rango de horas de 5 a 8 con valores elevados en la variable dual.
2. En las semanas del 17 al 31 de julio existieron problemas de saturación, tanto en el enlace Sur – Monterrey que conecta a las gerencias de control regional Occidental y Oriental con Altamira, perteneciente a la gerencia de control regional Noreste. La saturación se presentó en las horas 13 a 19 y 23 a 24; en particular para la hora 17 causó una variable dual por congestión de \$10,070.58, además de cortes de carga por 93.03MW. Asimismo, el enlace Mazatlán/Habal también presentó problemas de saturación. De modo que el PML llegó casi a sus valores tope.
3. El 29 de septiembre, en el nodo 07LRO-115 presentó un Componente de Pérdidas Marginal de \$139.37, debido a que este nodo se encuentra conectado de manera radial y al final de la línea.

Como puede observarse, los enlaces saturados juegan un papel importante como determinante del Precio Marginal Local, ya que cuando la solución del modelo del MDA no permite cumplir con los requerimientos de energía de una gerencia de control regional se deben realizar cortes de energía provocando Componentes de Congestión Marginal altos.

Adicionalmente, los enlaces saturados pueden provocar la existencia de PML negativos sin la necesidad de que existan ofertas negativas en el mercado. Estos PML negativos son indicadores que permiten conocer la ubicación física donde los incrementos de carga ayudan a aliviar la congestión de distintos elementos de la red. Dependiendo de la magnitud de los PML negativos, el incremento de carga en estos, ayudará en mayor o menor proporción al alivio de la congestión. En otras palabras, entre más negativos sean los PML, el incremento de carga en ellos ayudará en mayor medida al elemento congestionado.

Finalmente, el análisis de precios de Servicios Conexos nos ayuda a confirmar que el operador del mercado reduce requerimientos de reserva cuando hay escasez de reserva, lo cual crea un incentivo perverso para el Generador cuando es instruido por el operador del mercado a proveer reserva.

Como se describió previamente, al implementar una curva de demanda de reserva operativa, se puede corregir el incentivo perverso en los precios. En primer lugar, asigna un valor a la reserva durante periodos de escasez de reserva. En segundo lugar, asegura que los precios de energía excedan los precios de reserva. Ambos puntos asegurarán que los Generadores reciban las señales correctas de precio durante periodos de capacidad y de escasez de reserva. Estas señales de precios mejorarán la confiabilidad al incentivar una mejor disposición e inversión.

Esto ha sido resuelto en otros mercados al establecer una curva de demanda de reserva en conjunto con co-optimización correcta de la energía y la reserva. El uso de una curva de demanda de reserva durante periodos de escasez de reserva implica que su valor será agregado a la función objetivo como un costo extra sobre y por encima del costo de energía. Por lo tanto, resultaría que el PML siempre sería mayor que el precio de reserva.

Finalmente, se recomienda que el CENACE implemente una curva de demanda de reserva operativa en los modelos del mercado.

5. DETERMINACIONES DEL CENACE

5.1. INSUFICIENCIA DE GENERACIÓN EN EL MERCADO DEL DÍA EN ADELANTO

Las operaciones de la red de energía dependen de la efectividad del sistema de balance de carga (demanda) y de la generación. El CENACE balancea la generación y la carga para mantener una frecuencia con una tolerancia de 60 ± 0.0155 Hz. Cuando la frecuencia varía más allá de esta tolerancia, algunos problemas de operación podrían impactar en la red de energía provocando pérdida de suministro eléctrico. La frecuencia se afecta por diversos factores, tales como el uso de hornos de arco eléctricos, aumento repentino de la demanda o cortes de generación repentinos e inesperados.

Esta frecuencia es mantenida a través del uso de lo que comúnmente se conoce como “respuesta del controlador” o respuesta primaria de frecuencia y de los Servicios Conexos⁴⁴. Si la frecuencia excede el rango de tolerancia, entonces la generación es más grande que la carga y el producto de generación debe ser disminuido a través del control automático de generación o de forma manual por el operador del sistema. Cuando la frecuencia cae por debajo del rango aceptable, entonces el generador deberá incrementarla por medio del control automático de generación o desarrollando reservas de Servicios Conexos (i.e., respuesta rápida de generación para mantener la frecuencia estable).

⁴⁴ La respuesta de frecuencia primaria responde en menos de un segundo a un periodo aproximadamente de cuatro segundos, dependiendo de los estándares de implementación de confiabilidad. La tecnología de frecuencia secundaria, en particular, control automático de generación, responde en un lapso de tiempo mayor que cuatro segundos. Reservas tal como la rodante de diez minutos, responden después de la respuesta de generación automática.

En el caso de baja frecuencia, existen otros Generadores que pueden proveer este servicio, no obstante en algunos casos, el CENACE ha utilizado la generación hidroeléctrica para mantener la frecuencia controlada y compensar por la insuficiencia de generación entre los pronósticos del Mercado del Día en Adelanto y las operaciones en tiempo real ante eventos inesperados, lo cual genera un riesgo de interrupciones de energía. Dicho riesgo está latente si es que la sequía continúa durante los meses de verano con alta demanda. Esto puede ser un problema debido a que es posible agotar prematuramente el almacenamiento hidroeléctrico, además de ejercer discriminación ante otros recursos que podrían ser más económicos. Lo cual, no es apropiado en un mercado competitivo.

La evidencia que apoya esta hipótesis puede ser observada en la forma en que el CENACE utiliza la generación hidroeléctrica para corregir las discrepancias de energía entre el Mercado del Día en Adelanto y la operación en tiempo real. Por ejemplo, el 28 de septiembre de 2016, hubo varias insuficiencias de generación en tiempo real. La **Tabla 11** muestra el despacho de 47,014 MWh adicionales de generación hidroeléctrica en tiempo real para compensar la insuficiencia de generación.

**Tabla 11 Uso de generación hidroeléctrica en tiempo real
28 de septiembre de 2016**

Central Hidroeléctrica	Resultados AUGC (MWh)	Generación Real (MWh)	Diferencia de Generación (MWh)
A	4,936	7,484	2,548
B	10,481	21,674	11,193
C	3,920	4,462	542
D	2,592	2,629	37
E	3,000	3,009	9
F	2,160	5,308	3,148
G	9,216	14,336	5,120
H	11,988	14,677	2,689
I	3,500	6,349	2,849
J	1,400	7,583	6,183
K	300	5,658	5,358
L	2,838	8,414	5,576
M	4,485	6,040	1,555
N	10,224	10,314	90
O	1,411	1,459	48
P	3,168	3,237	69
Total	75,619	122,633	47,014

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE

El uso de generación con tecnología hidráulica para cubrir las diferencias en tiempo real el 28 de septiembre de 2016 se explica por las siguientes eventualidades:

1. Diferencia de -26.86 GWh entre el AUGC y la energía en tiempo real debido a fallas en Unidades de Central Eléctrica y restricciones en generación.
2. Diferencia de -8.787 GWh entre el pronóstico de generación eólica y la generación real.
3. Diferencia de 2.21 GWh entre el pronóstico de demanda y la demanda real.
4. Disparo de las UCE de NEC-U3, MAM-U8, MAM-U4, MZD-U1 y CPU-U5, perdiendo una capacidad de generación de -10.58 GWh.

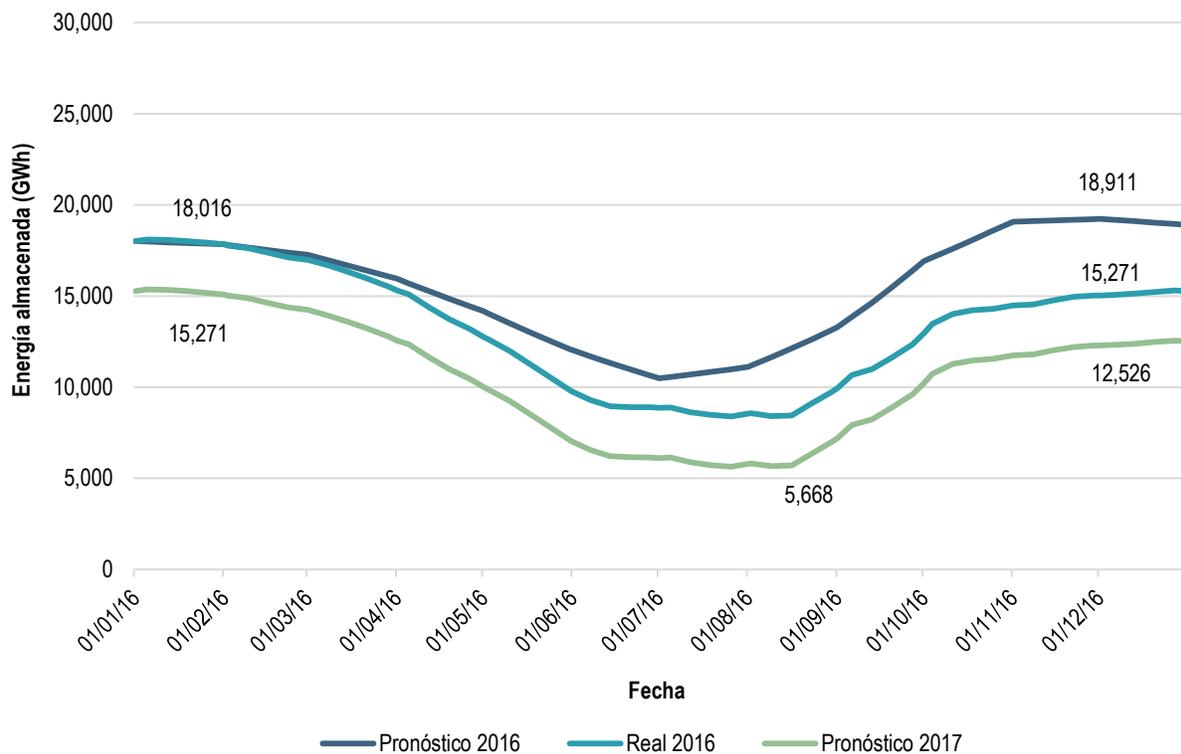
Es importante mencionar, que estas eventualidades deben cubrirse al menor costo para el sistema sin comprometer la confiabilidad del sistema tanto en el corto como en el mediano y largo plazo.

Lo anterior, es solo un ejemplo de las situaciones que pueden ocurrir en un Día de Operación. En los últimos seis meses, las reservas hidroeléctricas (energía hidroeléctrica almacenada) han



disminuido en 27%, comparadas con el mismo periodo en el último año. Basado en las condiciones actuales de sequía, la capacidad a final de 2017 estará alrededor de 15,000 GWh, los cuales estarán aproximadamente 17% por debajo de la capacidad que había finales de 2016, lo cual puede observarse en la **Gráfica 48**. Si se mantienen las actuales condiciones de sequía, la generación hidroeléctrica podría no estar completamente disponible para el balance de carga o para la respuesta de frecuencia durante el pico de demanda de los meses de verano en el año 2017.

Gráfica 48 Uso y pronóstico de energía hidroeléctrica almacenada



Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE

La **Gráfica 48** muestra la energía almacenada real presente durante 2016, así como la energía almacenada pronosticada, tanto para el año 2016, como para el año 2017. La energía almacenada del 2016 es significativamente menor que la pronosticada en 2015 para el año 2016. Para finales de 2016, la energía almacenada pronosticada en 2015 era de 18,911 GWh, mientras que la energía almacenada real fue sólo de 15,271 GWh, con una diferencia del 19.24%. Dicha diferencia fue el resultado de una condición de sequía, que se extendió durante el año, aunada al uso de energía hidroeléctrica, por parte del CENACE. La curva pronosticada de energía almacenada para 2017 aplica el patrón observado durante 2016, hasta el inicio del año 2017. Se

asume que durante 2017 se contará con las mismas condiciones hidrológicas, así como el uso de energía hidroeléctrica por parte del CENACE⁴⁵. Además, dicha gráfica muestra que la energía almacenada podría disminuir otro 17.97%, para finales de 2017, cuyo mínimo pronosticado es de 5,668 GWh.

5.2. POSIBLES CAUSAS DE DISMINUCIÓN EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

Existen varios temas operacionales que podrían crear la necesidad de usar balance de energía en tiempo real y control de frecuencia y, consecuentemente, el uso de energía hidroeléctrica:

1. Pronóstico inferior de carga (error de más del 2.5%);
2. Salidas de operación forzosa;
3. Incertidumbre de previsión de generación eólica - variabilidad de recursos de viento y otros recursos intermitentes de generación;
4. Modificación de los pronósticos de CIL (pronósticos imprecisos de generación y cargas controladas por empresas privadas bajo la figura de Contratos de Interconexión Legados, los cuales se usan en el MDA);
5. Control de frecuencia; u,
6. Otras causas que aún no han sido identificadas.

En las siguientes secciones se revisarán algunas de las posibles causas del uso de hidroeléctricas. En general, el MIM no tiene acceso a bases de datos que contengan información relativa a fallas de generación y nivel de embalses, entre otros, que permitan una revisión más a fondo de las posibles causas.

5.2.1. PRONÓSTICO INFERIOR DE CARGA

El modelo de pronóstico de carga es una herramienta que permite al CENACE el conocer el comportamiento de la demanda de energía en el Sistema Eléctrico Nacional y a su vez, emplear este pronóstico para el despacho de energía en el Mercado del Día en Adelanto. El modelo de pronóstico empleado por los Operadores Independientes del Sistema, debe tener un error⁴⁶ menor al 2.5% de la carga en tiempo real, a fin de que no afecte de forma significativa la Confiabilidad del sistema.

Hasta el momento, el MIM no ha detectado el uso de Unidades de Central Eléctrica con tecnología hidráulica para compensar errores en los pronósticos de carga del MDA.

⁴⁵ La curva de energía almacenada pronosticada para el 2017 fue construida utilizando un ajuste a la curva actual de reservas del 2016, considerando el punto de inicio de 15,271 GWh, en lugar de las reservas de inicio del 2016, de 18,071 GWh.

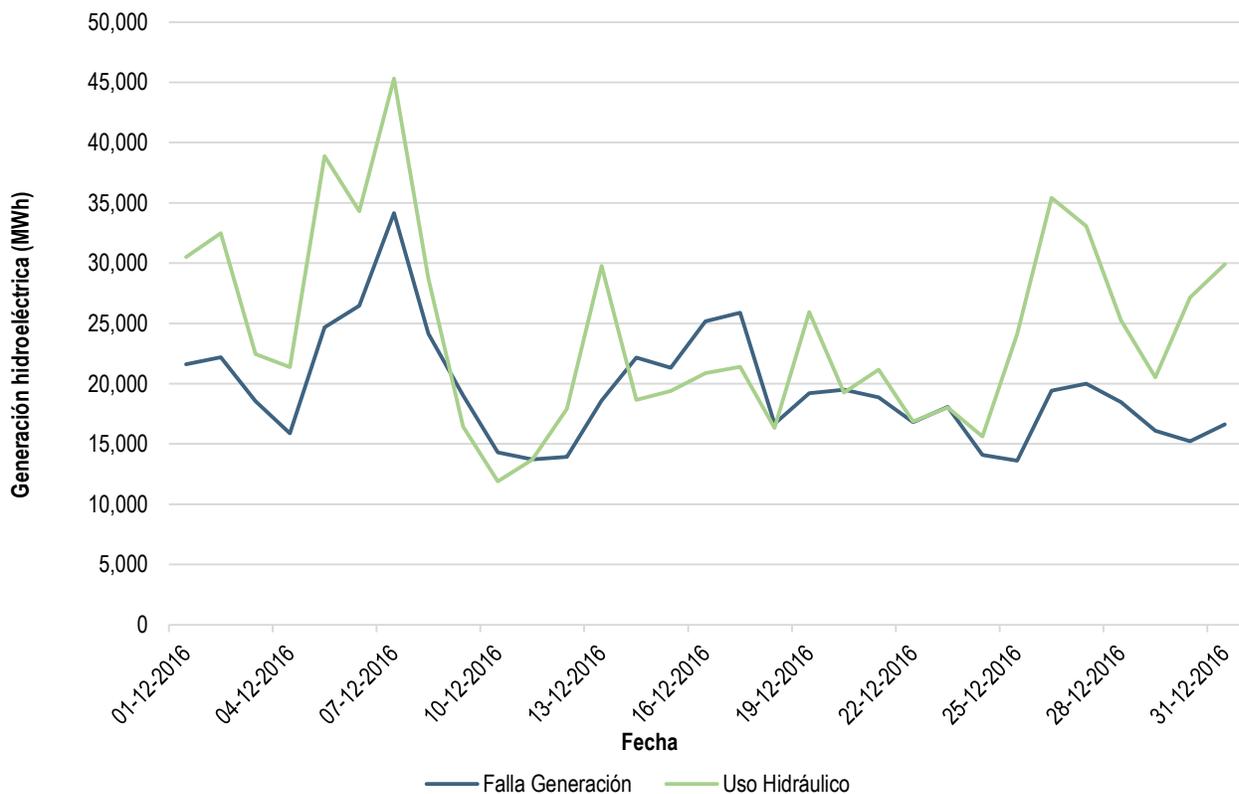
⁴⁶ El error de pronóstico de carga se define como la diferencia entre el pronóstico y la carga real.

5.2.2.SALIDAS DE OPERACIÓN FORZOSA

Las salidas de operación forzosa de las Unidades de Central Eléctrica tienen un impacto inmediato en la red eléctrica ya que la generación que estaba en línea, sufre una caída sin proporcionar aviso previo, y causa un impacto en la frecuencia del sistema, la cual debe ser subsanada por generación de fácil acceso.

México cuenta con una variedad de generadores hidroeléctricos, los cuales resultan ser el método preferido para responder ante contingencias, debido a que la generación hidroeléctrica es de acción rápida y muy confiable. De la **Gráfica 49** se desprende que hay una correlación entre las salidas de operación forzosa y la utilización de generación hidroeléctrica. Mientras que el acceso a los datos disponibles para realizar este análisis fue limitado, se muestra que hay una tendencia a utilizar energía hidroeléctrica para cubrir estas salidas.

Gráfica 49 Salidas de operación forzosa vs uso de generación hidroeléctrica diciembre 2016



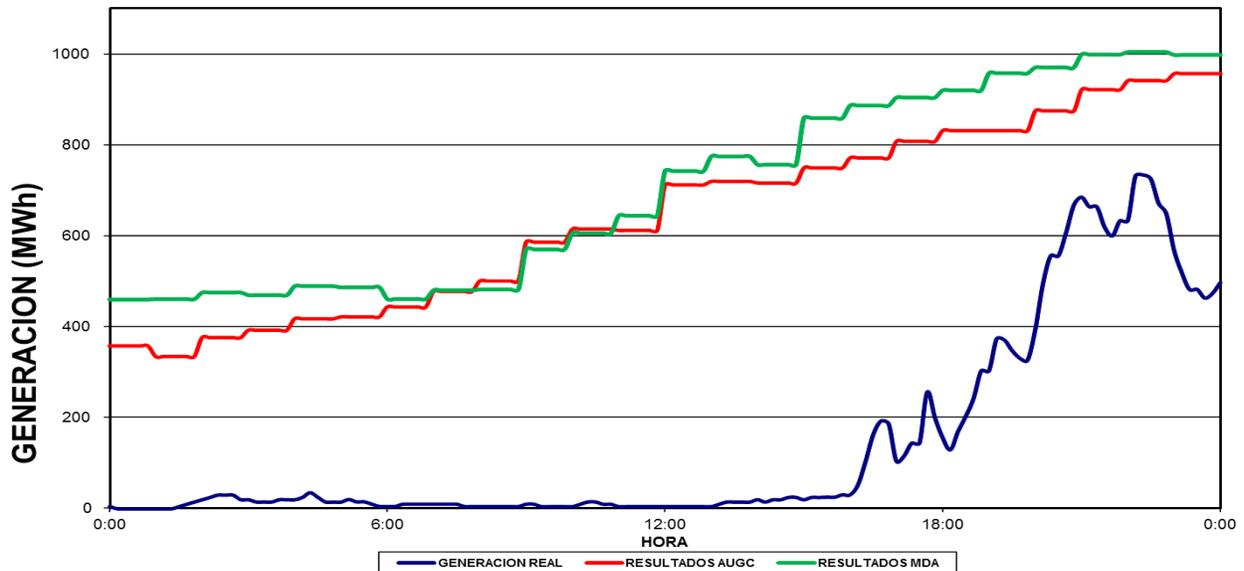
Fuente: elaboración propia con base en información del CENACE.

5.2.3.INCERTIDUMBRE DE PREVISIÓN DE GENERACIÓN EÓLICA

El pronóstico de generación eólica puede variar significativamente de la generación efectiva observada en tiempo real. La **Gráfica 50** muestra el pronóstico de generación de viento de un generador particular en el Mercado del Día en Adelanto, con una variación de un mínimo de 425

MW a un máximo de 1,000 MW. En tiempo real, la Unidad de Central Eléctrica con tecnología eólica únicamente produjo una fracción de la energía anticipada, ya que casi no hubo producción de energía en las primeras 12 horas, produciendo únicamente un 15% de la energía que el operador de la red esperaba para el pronóstico del MDA.

**Gráfica 50 Pronósticos de AUGC y MDA vs generación eólica en tiempo real
28 de septiembre de 2016**



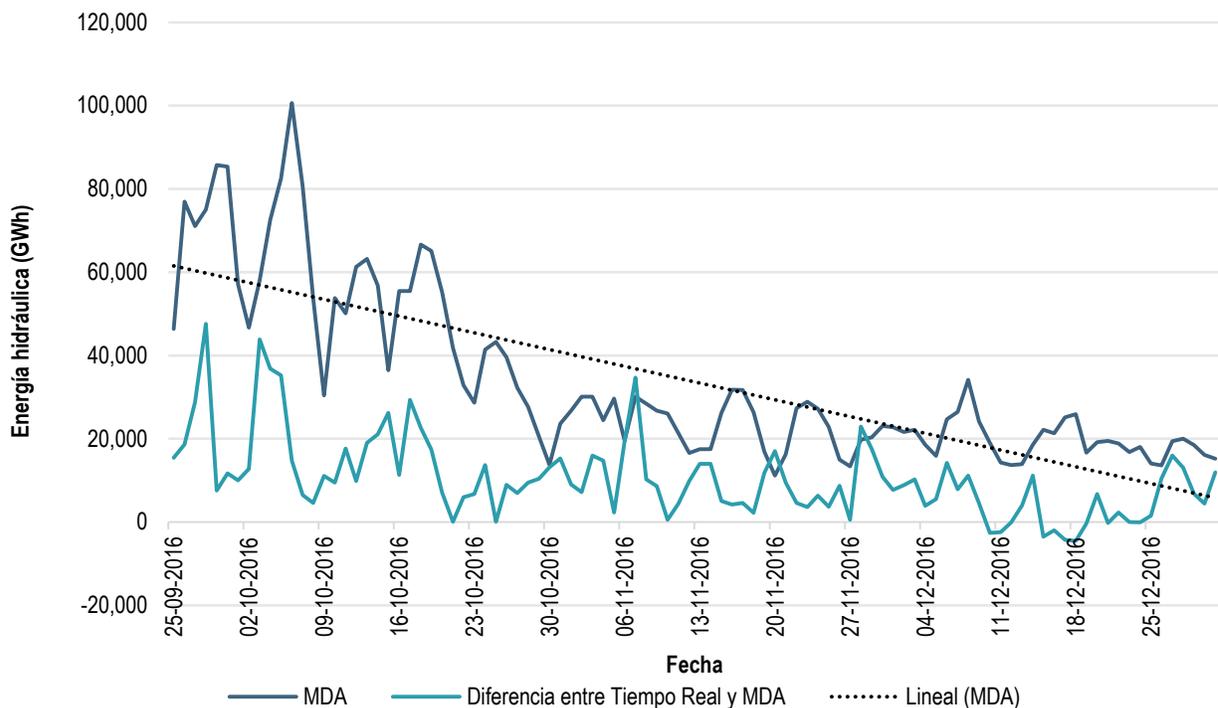
Fuente: CENACE.

5.2.4. MODIFICACIÓN DE LOS PRONÓSTICOS DE CIL

En noviembre de 2016, el CENACE implementó un nuevo método de pronóstico de la generación de los CIL que usa datos históricos. Desde entonces, la cantidad de energía proveniente de UCE con tecnología hidráulica utilizada para equilibrar los desbalances en el tiempo real ha disminuido.

La **Gráfica 51** compara la cantidad de energía proveniente de UCE con tecnología hidráulica planeada en el MDA con la cantidad adicional que fue despachada en tiempo real para el balance de carga y respuesta de frecuencia. A partir de noviembre de 2016, se puede apreciar una disminución de la generación hidroeléctrica adicional en el tiempo real en comparación con septiembre, lo cual coincide con la introducción del nuevo método para darle tratamiento a los pronósticos de CIL.

Gráfica 51 Despacho de energía hidráulica: MDA vs tiempo real



Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE

El nuevo proceso utiliza patrones históricos de conducta y juicios de expertos para desarrollar cantidades más razonables de oferta de MW para las ofertas provenientes de los generadores de CIL. Para realizar esta estimación, el CENACE depende del contador mensual de lecturas debido a que los Generadores de CIL no tienen telemetro diario o de tiempo real, sino que tienen información disponible hasta de un mes de antigüedad.

El CENACE utiliza los datos correspondientes al mismo día de la semana, así asumiendo perfiles de carga similares por día. Sin embargo, el segundo paso incluye ajustar las previsiones implícitas de carga para reflejar las previsiones de carga del sistema. Por ejemplo, si se espera que sea un día cálido, la carga del sistema deberá incrementar y la carga del CIL se espera esté correlacionada y, por lo tanto, también sufrirá un incremento.

5.2.5. CONTROL DE FRECUENCIA

Como se mencionó previamente, la generación hidroeléctrica es comúnmente utilizada como control de frecuencia.⁴⁷ Esto muestra la quinta causa de disminución de reserva hidroeléctrica más allá de la cantidad en el Mercado del Día en Adelanto o en el AUGC.

⁴⁷ El CENACE debe mantener el frágil balance entre la generación y la carga. Cuando se presenta alguna escasez de generación (i.e. que hay más carga que generación), la frecuencia disminuye a menos de 60 Hz. Si dicha escasez es considerable, se debe tomar alguna acción correctiva y la

El MIM no cuenta con la cantidad precisa de energía utilizada para la Regulación Secundaria de Frecuencia, sin embargo, como ejemplo se pueden tomar en consideración los eventos sucedidos el 28 de septiembre de 2016. En dicha fecha, 47,585 MWh adicionales de generación hidroeléctrica fueron utilizados por encima de los 75,619 MWh efectivamente presentados en el MDA. Si la generación de los CIL quedara corta sólo por un 30%, esto representaría aproximadamente 35,682 MWh.⁴⁸ Si se resta esta cantidad de la energía hidroeléctrica adicional de 47,014 MWh, esto deja 11,335 MWh, que podrían haber sido utilizados para requerimientos de frecuencia o contingencias en el sistema.

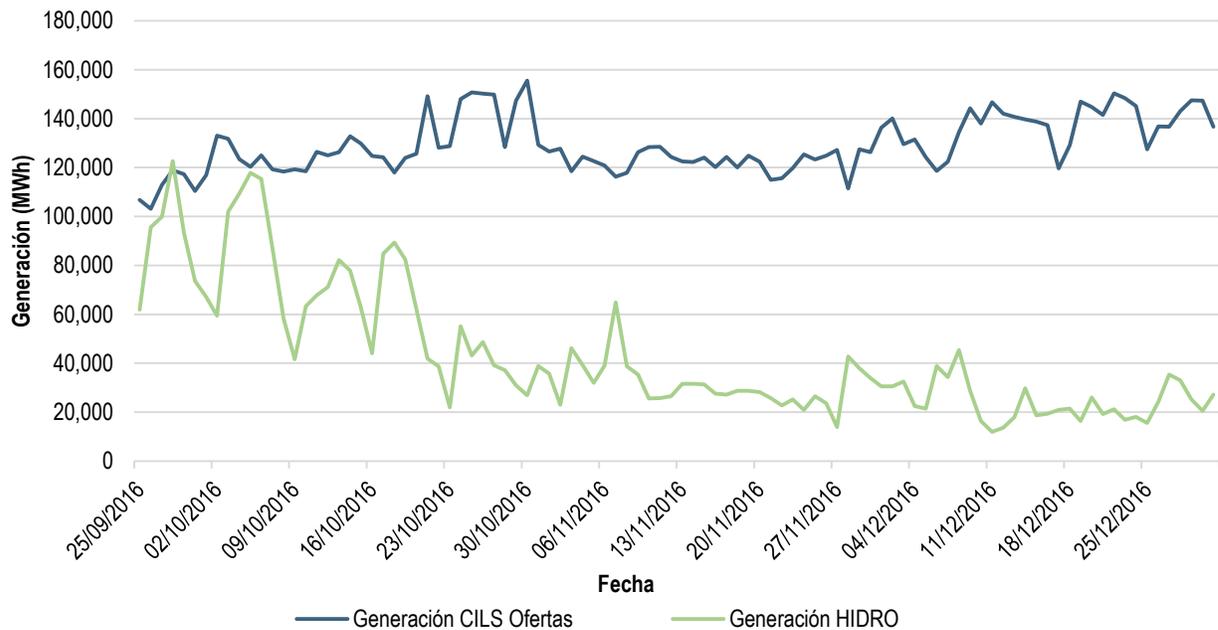
5.2.6. OTRAS CAUSAS

La **Gráfica 52** muestra que el total de MWh ofrecidos por los CIL se ha mantenido, principalmente, dentro del rango entre 120,000 a 160,000 MWh, del 25 de septiembre al 31 de diciembre de 2016. Mientras que el uso de la generación hidroeléctrica disminuyó significativamente en un rango máximo de más de 120,000 MWh a 20,000 MWh, para finales de diciembre de 2016. Esto no significa que el nuevo procedimiento implementado para los CIL elimina por completo el uso de generación hidroeléctrica, sino que hay otros factores que requieren un análisis más a fondo.

carga debe ser distribuida. Para poder mantener la estabilidad de la red eléctrica, es crítico que el CENACE cuente con un procedimiento establecido para distribuir la carga en el caso extremo que la frecuencia caiga por debajo de 60 Hz. Por ejemplo, el CENACE va a comenzar a distribuir 2,678 MW de la carga cuando la frecuencia caiga hasta 59.3 Hz y podría distribuir hasta 15,977 MW de la carga o el 41.2% cuando la frecuencia caiga al 58.5% o más.

⁴⁸ Cálculo realizado utilizando el total de ofertas de MW para cada hora, sumadas durante 24 horas. La energía total ofrecida en el mercado fue de 118,942 el 28 de septiembre. Asumiendo que los CIL están sobreestimando su energía disponible a la red por un 30%, esto representaría 35,682 MWh.

Gráfica 52 Uso de generación hidroeléctrica vs Ofertas de CIL



Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

5.3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se ha presentado la problemática de la disminución del almacenamiento de energía hidroeléctrica, la cual puede afectar la confiabilidad del sistema en un futuro. Las cinco fuentes que se identificaron que agravan el problema, fueron las siguientes:

1. Pronóstico inferior de carga.
2. Salidas de operación forzosa.
3. Incertidumbre en la previsión de generación eólica.
4. Pronósticos imprecisos de generación proveniente de Contratos de Interconexión Legados.
5. Control de frecuencia.

A fin de mejorar el uso de la energía hidroeléctrica, se recomienda lo siguiente:

1. Analizar si las UCE con tecnología térmica se está utilizando a su mejor capacidad, para propósitos de responder a ciertos eventos inesperados en el sistema, identificados en periodos anteriores. En particular, es importante que todas las tecnologías compitan por proveer Servicios Conexos y las UCE que brinden un mayor beneficio al sistema son las que deberían proveer dichos servicios, es decir, no debe haber preferencia por generación

hidroeléctrica únicamente porque es más sencilla de utilizar que la generación térmica.⁴⁹ Este uso discriminatorio, podría desencadenar futuras revisiones de las herramientas y la capacidad técnica del operador.

2. Continuar con la optimización del proceso de previsión utilizado para calcular el programa de generación en el Mercado del Día en Adelanto de los CIL.
3. Mejorar el sistema SCADA⁵⁰ para incluir medición de tiempo real para generación y carga asociada con un CIL, ya que no dispone de esta información actualmente. La medición en tiempo real permitirá una mejor estimación de la carga y generación para el día siguiente.
4. Reforzar la regla actual respecto de requerir a los CIL presentar programas de generación precisos en el MDA.

Adicionalmente, se recomienda realizar un estudio operacional más a fondo de la incertidumbre en la previsión de generación eólica, ya que el MIM únicamente contaba con un ejemplo, el cual no permite cuantificar la magnitud de la incertidumbre de la generación eólica en la disminución del almacenamiento de energía hidroeléctrica. Para realizar este análisis a profundidad, se requiere tener acceso a las bases de datos de operaciones del CENACE en tiempo real.

Finalmente, se recomienda revisar la metodología mediante la cual se determinan los costos de oportunidad de Unidades de Central Eléctrica con tecnología hidráulica ya que de esto depende en gran medida el uso del recurso, el cual en algunas áreas en México con condiciones climáticas de sequía, podría resultar en interrupciones de energía durante los meses de verano con alta demanda de 2017.

6. REFERENCIAS

- 24/7 Global. (14 de abril de 2016). *Natural Gas Price Ticks Higher on Small Inventory Decrease*. Recuperado el diciembre de 2016, de <http://247wallst.com/energy-economy/2016/04/14/natural-gas-price-ticks-higher-on-small-inventory-decrease/>
- Applequist, J. (21 de July de 2010). *ITI to Collaborate with Korea on Smart Grid Security*. (Information Trust Institute of the College of Engineering at the University of Illinois at Urbana-Champaign) Recuperado el 12 de October de 2010, de Illinois Science and Technology Coalition Press Release: <http://www.iti.illinois.edu/news/press-releases/iti-collaborate-korea-smart-grid-security>
- Bloomberg Gadfly. (19 de septiembre de 2016). *The Chilling Logic of Gas Bulls*. Recuperado el diciembre de 2016, de <https://www.bloomberg.com/gadfly/articles/2016-09-19/natural-gas-prices-winter-is-coming>
- Bloomberg News. (2 de July de 2010). *China to Include Smart Grid Technology in Five-Year Plan, Xinhua Reports*. Recuperado el 12 de October de 2010, de Bloomberg News Web site:

⁴⁹ Por lo general, se utiliza la generación hidroeléctrica por su rápida respuesta ante contingencias, por otra parte, puede existir generación con otro tipo de tecnología con precios similares a los de la hidroeléctrica, sin embargo, dicha generación con tecnologías alternas requiere mayor tiempo de respuesta o puede presentar problemas y no ser considerada para generar por los tiempos mínimos de operación que requiere para generar.

⁵⁰ *Supervisory Control and Data Acquisition*.

- <http://www.bloomberg.com/news/2010-07-02/china-to-include-smart-electricity-grid-in-five-year-plan-xinhua-reports.html>
- Comisión Federal de Electricidad. (3 de febrero de 2011). *Consulta de documentos*. Recuperado el 31 de diciembre de 2016, de <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/OTROS/costostotales/DocumentsView.aspx>
- EIA. (10 de agosto de 2016). https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2016/08_11/. Recuperado el diciembre de 2016, de https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2016/08_11/
- EIA. (diciembre de 2016). *Natural Gas Weekly Update analysis*. Recuperado el diciembre de 2016, de <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/includes/archive.php>
- ERCOT. (2016). *About the Operating Reserve Demand Curve and Wholesale Electric Prices*. Recuperado el diciembre de 2016, de www.ercot.com
- Garcia, H. (22 de September de 2010). *South Korea allots \$ 7.75 billion for massive offshore wind complex*. Recuperado el 12 de October de 2010, de EcoSeed Web site: [http://www.ecoseed.org/en/wind-energy/article/8-wind-energy/8026-south-korea-allots-\\$-7-75-billion-for-massive-offshore-wind-complex](http://www.ecoseed.org/en/wind-energy/article/8-wind-energy/8026-south-korea-allots-$-7-75-billion-for-massive-offshore-wind-complex)
- Hogan, W. (abril de 2013). *Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves*. Recuperado el diciembre de 2016, de https://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_ORDC_042513.pdf
- Hurst, T. B. (7 de July de 2010). *China to Invest \$3.7 Billion in Smart Grid this Year Alone*. Recuperado el 12 de October de 2010, de Earth & Industry Web Page: <http://earthandindustry.com/2010/07/china-to-invest-3-7-billion-in-smart-grid-this-year-alone/>
- Korea Smart Grid Institute. (s.f.). *Korea's Smart Grid Roadmap 2030: Laying the Foundation for Low Carbon, Green Growth by 2030*. Recuperado el 12 de October de 2010, de Green Tech Media Web site: <http://www.greentechmedia.com/images/wysiwyg/News/SG-Road-Map.pdf>
- Korea Smart Grid Association. (8 de August de 2010). Recuperado el 12 de October de 2010, de Global Smart Grid Federation: <http://www.globalsmartgridfederation.org/korea.html>
- Korean Smart Grid Institute. (s.f.). *Korean Smart Grid Institute - Overview*. Recuperado el 12 de October de 2010, de <http://www.smartgrid.or.kr/10eng2-1.php>
- Market Watch. (7 de junio de 2016). *Here's what's propelling natural-gas futures to 7-month highs*. Recuperado el 13 de diciembre de 2016, de <http://www.marketwatch.com/story/heres-whats-propelling-natural-gas-futures-to-7-month-highs-2016-06-07>
- Market Watch. (9 de junio de 2016). *Natural-gas prices jump 6%, while oil rally stalls*. Recuperado el diciembre de 2016, de <http://www.marketwatch.com/story/crude-oil-prices-extend-gains-above-50-2016-06-09>
- Natural Gas Intel. (23 de noviembre de 2016). *Europe's Big Oil Operators Said Outperforming U.S. Peers in Shift to NatGas, Renewables*. Recuperado el diciembre de 2016, de <http://www.naturalgasintel.com/articles/108529-europes-big-oil-operators-said-outperforming-us-peers-in-shift-to-natgas-renewables>
- NYISO. (diciembre de 2016). *Ancillary Services Manual*. Recuperado el diciembre de 2016, de http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Manuals_and_Guides/Manuals/Operations/ancserv.pdf



- Parnandi, S. (2007). *Power Market Analysis Tool for Congestion Management (Tesis de maestría)*. Morgantown, West Virginia: West Virginia University.
- Pemex. (diciembre de 2016). *Análisis Diario*. Recuperado el diciembre de 2016, de <http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Coberturas+de+gas+natural/An%C3%A1lisis+diario/>
- PJM. (agosto de 2016). *Operating Reserve Demand Curve Education*. Recuperado el diciembre de 2016, de <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mic/20160810/20160810-item-11a-ferc-order-825-shortage.ashx>
- S&P Global Platts. (16 de diciembre de 2016). *Asia spot LNG: Feb JKM starts at \$9.20/MMBtu amid limited supply*. Recuperado el diciembre de 2016, de <https://www.platts.com/latest-news/natural-gas/tokyo/asia-spot-Ing-feb-jkm-starts-at-920mmbtu-amid-26622258>
- State Grid News. (2 de March de 2010). *SGCC Accelerates Building of Electric Vehicle Charging Stations*. Recuperado el 12 de October de 2010, de State Grid Corporate of China Web site: <http://www.sgcc.com.cn/ywlm/gsyw-e/218933.shtml>
- The Wall Street Journal. (2 de junio de 2016). *Natural Gas Prices Rise to Their Highest Since January on Inventory Data*. Recuperado el diciembre de 2016, de <https://www.wsj.com/articles/natural-gas-prices-continue-to-climb-on-expected-summer-demand-1464876645>
- The Wall Street Journal. (4 de agosto de 2016). *Natural Gas Prices Spike, Ending Lower, After Inventory Report*. Recuperado el diciembre de 2016, de https://www.wsj.com/articles/natural-gas-rises-ahead-of-inventory-report-1470319192?cx_navSource=cx_picks&cx_tag=contextual&cx_artPos=5#cxrecs_s
- Unidad de mercado y desarrollo del CENACE. (2016). *Implementación de curvas de reserva*.

ANEXO A.

ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA

1. Precios de Referencia de arranque para cada tipo (caliente, tibio y frío):

$$Parr_{tipo} = 1.1 \cdot [(Qcomb_{tipo} \cdot CVcomb_{arr}) + CVom_{tipo}]$$

Donde:

$Parr_{tipo}$: Precio de Referencia de arranque expresado en \$

$Qcomb_{tipo}$: consumo de combustible por tipo de arranque expresado en MMBtu

$CVcomb_{arr}$: costo variable del combustible utilizado en el arranque, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

$CVom_{tipo}$: costos variables de operación y mantenimiento por tipo de arranque, expresados en \$

2. Precios de Referencia de oferta incremental:

$$PT = 1.1 \cdot \left[Cop_{min} + \sum_{i=1}^{11} COf_i \right]$$

Donde:

PT : Precio de Referencia total

Cop_{min} : Costo de operación en el Límite de Despacho Económico Mínimo expresado en \$/h

$$Cop_{min} = f(x = 0) \cdot CVcomb_{gen}$$

$f(x = min)$: función de producción – cantidad de combustible, evaluada en el Límite de Despacho Económico Mínimo, expresada en $\frac{MMBtu}{h}$

$CVcomb_{gen}$: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

COf_i : costo marginal para el segmento i de la oferta incremental expresado en \$/MWh

$$COf_i = \left[\frac{df(x_i)}{dx_i} \cdot CVcomb_{gen} \right] + CVom_{gen} + T_{tm} + T_{CENACE}$$

$\frac{df(x_i)}{dx_i}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_i + b$, evaluada en el nivel de producción x del segmento i , expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

$CVom_{gen}$: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

T_{tm} : tarifa regulada de transmisión correspondiente al nivel de tensión de la Unidad de Central Eléctrica establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

T_{CENACE} : tarifa regulada que percibe el CENACE establecida por la CRE, expresada en \$/MWh

3. Precios de Referencia de Servicios Conexos:

$$PReg = 1.1 \cdot \left(2\% \cdot \left[\left(\frac{df(x_{max})}{dx_{max}} \cdot CVcomb_{gen} \right) + CVom_{gen} \right] \right)$$

Donde:

$PReg$: Precio de Referencia de la disponibilidad de Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia expresado en \$/MWh

$\frac{df(x_{max})}{dx_{max}}$: primera derivada de la función de producción – cantidad de combustible, equivalente a $2ax_{max} + b$, evaluada en el Límite de Despacho Económico Máximo, expresada en $\frac{MMBtu}{MWh}$

$CVcomb_{gen}$: costo variable del combustible utilizado en la generación de energía eléctrica, el cual incluye los costos variables de transporte del mismo, expresado en \$/MMBtu

$CVom_{gen}$: costos variables de operación y mantenimiento que dependen directamente de la generación de energía eléctrica expresados en \$/MWh

Tabla 12 Precios de Referencia de Servicios Conexos

Producto ofertado	Cálculo Precio de Referencia
Reservas Rodantes de 10 minutos	PRR = 1.1*(75% · PReg)
Reservas No Rodantes de 10 minutos	PRNR = 1.1*(70% · PReg)
Reservas Rodantes Suplementarias	PRS = 1.1*(65% · PReg)
Reservas No Rodantes Suplementarias	PRNS = 1.1*(60% · PReg)

ANEXO B. CÁLCULO DE PML NEGATIVOS

La fórmula general para el cálculo de los PML se muestra en la ecuación (1):

$$PML_i = CE_i + CP_i + CC_i \quad (1)$$

Donde:

CE_i corresponde al componente de energía del nodo i .

CP_i corresponde al componente de pérdidas del nodo i .

CC_i corresponde al componente de congestión del nodo i .

La presencia de un PML negativo en el nodo i , se presenta cuando el componente de congestión sea de signo negativo y supere la suma del componente de energía con el componente de pérdidas, como puede observarse en la ecuación (2):

$$(CE_i + CP_i) < (CC_i) \quad \text{Sujeto a} \quad CC_i < 0 \quad (2)$$

Para comprender la situación en la que el componente de congestión adopta un valor de una magnitud grande y un signo negativo, se analiza la expresión matemática de su cálculo en la ecuación (3), donde μ_k solo adquiere un valor cuando el elemento k se congestiona. El cálculo del componente de congestión es:

$$CC_i = \sum_{k=1}^K S_{ik} \cdot \mu_k \quad (3)$$

Donde:

K = Conjunto de líneas de transmisión e interfaces.

S_{ik} = Factor de sensibilidad de inyección en i al componente de transmisión k , la fracción de la potencia inyectada en i que fluirá sobre k .

μ_k = Precio sombra de la restricción de la línea de transmisión K .

Debido a lo anterior para que el componente de congestión adquiriera un valor negativo de gran magnitud, se necesitaría que existiese una variable dual μ_k de un alto valor o bien, que existiese un conjunto de líneas congestionadas que provoque demasiadas variables duales μ_k del mismo signo, suficientemente grandes y negativas para provocar el mismo valor.

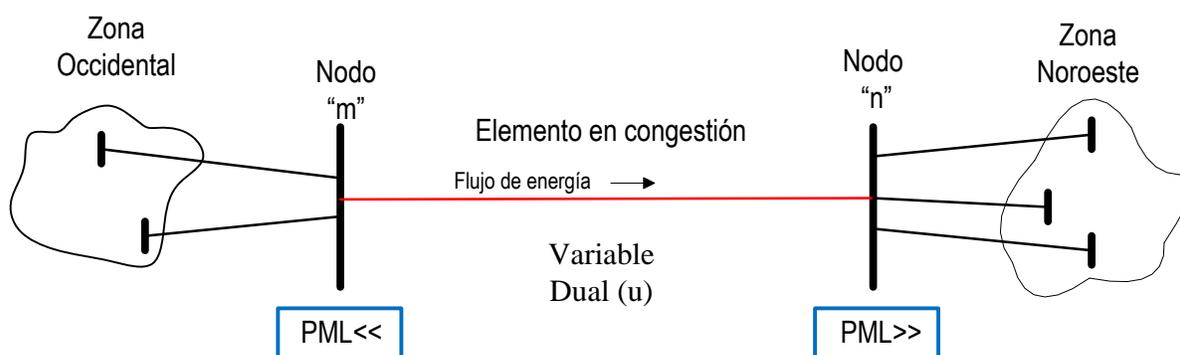
Como se explicó anteriormente los PML negativos son provocados debido a la presencia de un alto valor en la componente de congestión, que a su vez se genera a partir de una variable dual grande o bien un conjunto de ellas que representan el mismo sentido.

La magnitud del componente de congestión es variable debido a:

1. La magnitud de la variable dual; la cual está dada a razón de la cantidad de energía que no puede ser transferida debido a la congestión, por lo que, si la energía que debería de circular a través del elemento congestionado es de una baja magnitud, la variable dual debería ser de menor valor, sin embargo si la energía fuese de una alta magnitud sería de mayor valor.
2. El factor de sensibilidad (SF: Shift Factor en inglés), el cual representa la variación de la magnitud del flujo que pasa a través de un elemento dado el cambio de inyección en un nodo, por lo que las magnitudes más altas de los SF son las de aquellos elementos interconectados al nodo de estudio.

Una vez entendidos los puntos anteriores se puede deducir que dado un solo elemento congestionado, los PML con mayor y menor magnitud de todo el sistema serían aquellos que estuviesen conectados a aquel elemento de transmisión, esto debido a que los factores de sensibilidad serían de signo opuesto entre los nodos, como se observa en la Figura B.1.

Figura B.1: PML de un elemento en congestión



Como se puede apreciar en la figura anterior, los PML negativos, indican dónde se requiere mayor carga para poder mejorar el estado del sistema; ya que al tener mayor carga en el nodo "m" se generaría un flujo contrario, que ayudaría a aliviar la congestión del elemento.

Las premisas antes mencionadas influyen en la deducción de la probabilidad de la ubicación de los nodos con PML negativos, el cual debería de surgir en una congestión que no permita que un bloque grande de energía pueda ser transferido a través de un elemento.

A continuación, se muestra la simulación de un sistema de cuatro nodos, el cual sirve como base para poder visualizar el comportamiento de los flujos en las líneas así como el manejo de la congestión. Además, también se resalta el impacto económico de cada uno de los siguientes escenarios:

1. Sistema sin restricciones de transmisión
2. Sistema con restricciones de transmisión
3. Sistema con restricciones de transmisión e incremento de carga en el nodo 2
4. Sistema con restricciones de transmisión e incremento de carga en el nodo 3

En el siguiente ejemplo, se podrá observar que los PML negativos indican los nodos en los cuales se puede mejorar la operación del sistema, ya que al realizar un incremento de carga en alguno de ellos, los PML de todo el sistema se estabilizarán.

B.1 SISTEMA SIN RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

En la **Figura B.2** se aprecia el caso base donde todos los PML son positivos y de igual magnitud, es decir que el costo por producir un MW adicional es el mismo en cada uno e igual al de la maquina marginal, esto debido a que no existen restricciones activas en los límites de transmisión como se observa en la ecuación (4).

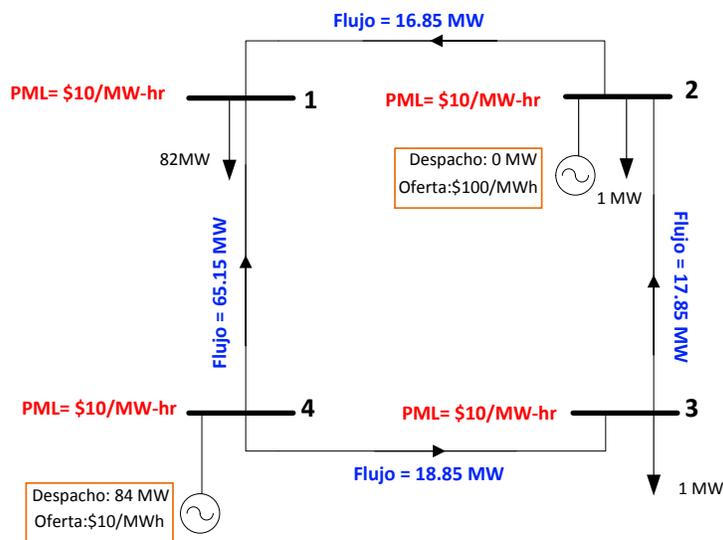
$CE_4 = \$10/\text{MWh} =$ Oferta del generador en el nodo 4.

$CP = \$0/\text{MWh}$ (Se despreciaron las pérdidas del sistema)

$CC = \$0/\text{MWh}$ (No existen elementos congestionados por tanto no existen precios sombra)

$$PML_1 = PML_2 = PML_3 = PML_4 = \$10/\text{MWh} \quad (4)$$

Figura B.2: Sistema sin restricción – Reconstruido.

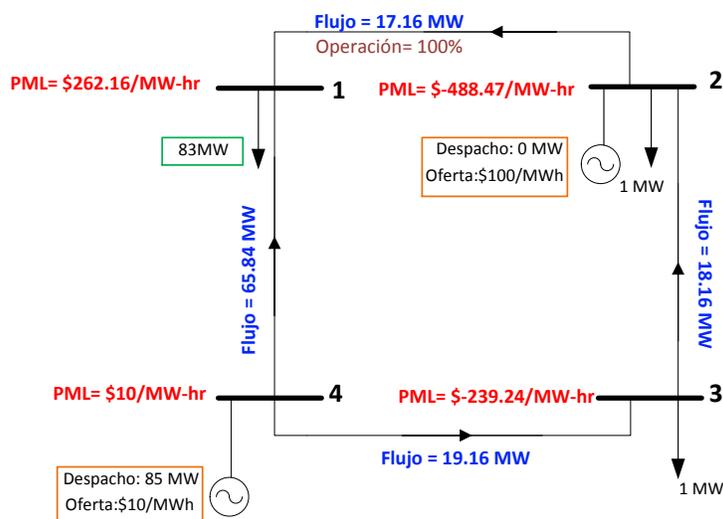


Fuente: (Pamandi, 2007)

B.2 SISTEMA CON RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

Por otro lado, cuando se incrementa la carga en el nodo uno a 83 MW, los PML de los nodos dos y cuatro, generan el precio más alto y el más bajo del sistema, debido a que son aquellos los que se encuentran interconectados al elemento en congestión, esto debido a la restricción activa del límite de 17.16 MW (Figura B.3).

Figura B.3: Sistema con restricción activa – Reconstruido.



Fuente: (Pamandi, 2007)

El PML del nodo 4 está dado por la misma magnitud del caso base, esto debido a que aunque exista la restricción activa de 17.16 MW en un elemento de la red, el MW adicional para el cálculo del PML no es transmitido a través del sistema, ya que proviene de la máquina conectada en el mismo nodo, por tanto a pesar de existir un factor de sensibilidad de dicho nodo con respecto al elemento en congestión, las condiciones operativas no cambian, traduciéndose en el nodo de conexión de la máquina de referencia.

El MW adicional para el cálculo del PML del nodo uno debería provenir de una combinación del despacho de las máquinas conectadas en los nodos dos y cuatro, debido a la restricción del límite de transmisión, es decir que requiere de energía de mayor costo, provocando un precio sombra y con ello presentando un valor en el componente de congestión como se observa en la ecuación (5).

$CE_4 = \$10/\text{MWh}$ Oferta del generador en el nodo 4.

$$CC_1 = -S_{ik} \cdot \mu_k = -(-0.31) \cdot (\$813.41) = \$252.16/\text{MWh}$$

$$PML_1 = (\$10/\text{MWh}) + (\$252.16/\text{MWh}) = \$262.16/\text{MWh} \quad (5)$$

De manera similar, se presenta la misma situación para el cálculo del PML del nodo 2 como se muestra en la ecuación (6):

$$\begin{aligned}
 CE_4 &= \$10/\text{MWh} = \text{Oferta del generador en el nodo 4.} \\
 CC_2 &= -S_{ik} \cdot \mu_k = -(0.6128) \cdot (\$813.41) = -498.47\$/\text{MWh} \\
 PML_2 &= (\$10/\text{MWh}) + (-498.47\$/\text{MWh}) = -488.47\$/\text{MWh} \quad (6)
 \end{aligned}$$

Se puede observar que el factor de sensibilidad es de signo contrario al del nodo uno, esto debido a que el incremento de carga en el nodo dos provoca un flujo en sentido opuesto, mismo que ayuda a aliviar la congestión.

Por ultimo para este caso de estudio el incremento de carga en el nodo tres para el cálculo de su PML se muestra en la ecuación (7):

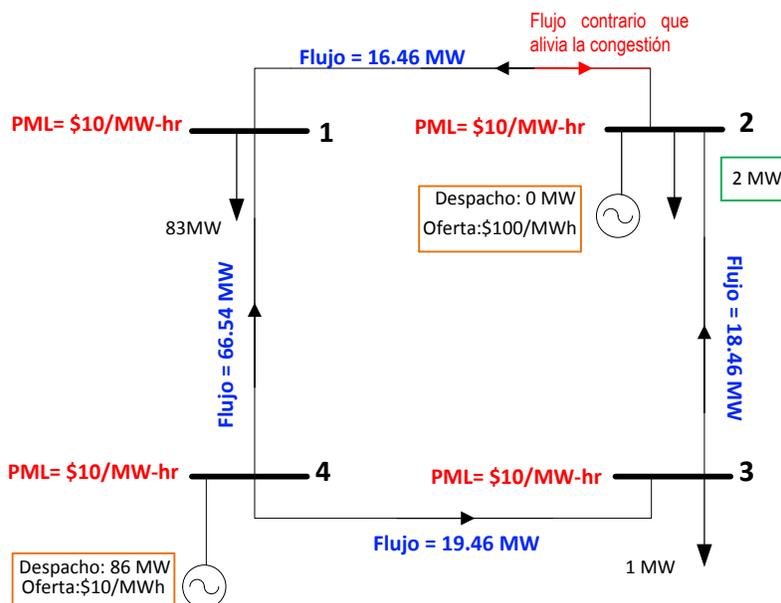
$$\begin{aligned}
 CE_4 &= \$10/\text{MWh} = \text{Oferta del generador en el nodo 4.} \\
 CC_3 &= -S_{ik} \cdot \mu_k = -(0.3064) \cdot (\$813.41) = -249.24\$/\text{MWh} \\
 PML_3 &= (\$10/\text{MWh}) + (-249.24\$/\text{MWh}) = -239.24\$/\text{MWh} \quad (7)
 \end{aligned}$$

De igual manera que el análisis anterior el factor de sensibilidad es de signo contrario al del nodo uno, y de menor magnitud al del nodo dos, por lo que indica que genera un flujo contrario, mismo que ayuda a aliviar la congestión, pero en menor medida.

B.2.1 INCREMENTO DE CARGA EN EL NODO 2

Cuando se incrementa la carga en el nodo dos (**Figura B.4**) se puede notar que los PML vuelven a la normalidad, esto debido a que los aumentos de carga en los PML negativos conllevan flujos contrarios que alivian a los elementos en congestión (CC), y el MW adicional para el cálculo de los PML es libre de ser transferido para cada nodo en todo el sistema.

Figura B.4: Incremento de carga en el nodo 2, alivio de congestión – Reconstruido

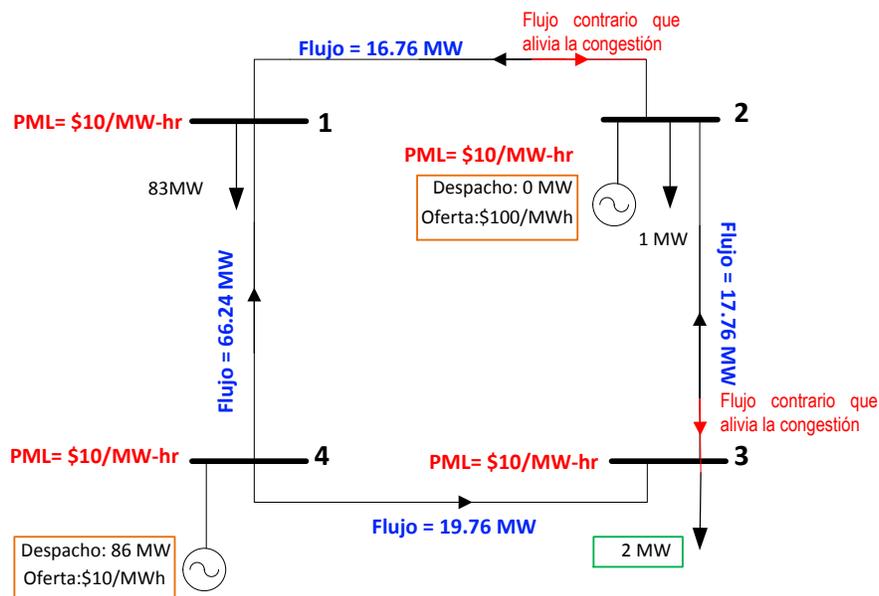


Fuente: (Parnandi, 2007)

B.2.2 INCREMENTO DE CARGA EN EL NODO 3

Por otra parte cuando se incrementa la carga en lugar del nodo dos al nodo tres, de igual manera se alivia el elemento, sin embargo ocurre en menor proporción, esto debido a que la magnitud de su PML negativo era menor a la del nodo dos (**Figura B.5**), este fenómeno no siempre requiere el aumento de un MW adicional, ya que existe la posibilidad de que aquel incremento no sea suficiente para aliviar al elemento en congestión, sin embargo reduce el costo total de producción ya que existe una redistribución de los flujos.

Figura B.5: Incremento de carga en el nodo 3, alivio de congestión – Reconstruido



Fuente: (Pamandi, 2007)

Con este ejemplo, es posible observar el impacto económico resultante a través de los distintos escenarios planteados. En general, las restricciones de transmisión en conjunto fueron el elemento clave que originó los precios marginales locales negativos, permitiendo identificar los nodos donde se puede realizar un incremento de carga y con esto, estabilizar los Precios Marginales Locales del sistema.

ANEXO C. ANÁLISIS ESTADÍSTICO SIN

Enero - Febrero

Para el mes de enero sólo se publicaron precios los días 29, 30 y 31 del mes, el valor máximo del PML se presentó el día 29 de enero a la hora 22 con un valor del \$1,210.77 por MWh en el nodo 05PAL-115, el promedio fue de \$664.76 por MWh. Durante el mes de febrero el PML máximo se presentó el día 16 de febrero a la hora 12, con un valor de \$2,653.54 por MWh, explicado por el componente de energía y congestión que alcanzaron un valor de \$769.08 y \$1,784.04 por MWh, respectivamente en el nodo 08COZ-34.5. El promedio del PML para el mes fue de \$680.28 por MWh.

Marzo

El PML máximo registrado durante el mes fue el día 28 de marzo a la hora 18, con un valor de \$3,503.75 por MWh, explicado por el componente de congestión que alcanzó un valor de \$2,120.08 por MWh en el nodo 08COZ-34.5. El promedio del PML para el mes fue de \$644.46 por MWh.

Abril

El PML máximo registrado durante el mes fue el 15 de abril a la hora 14, con un valor de \$2,870.11 por MWh en el nodo 08COZ-34.5, explicado por el componente de congestión y de energía, que alcanzaron un valor de \$1,509.63 y \$1,159.96 por MWh, respectivamente. El promedio del PML para el mes fue de \$706.40 por MWh.

Mayo

El PML máximo registrado durante el mes fue el 22 de mayo en la hora 16 con un valor de \$4,698.79 en el nodo 08AKD-115, explicado por el componente de congestión con un valor de \$3,916.68 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$969.96 por MWh.

Junio

El 23 y 24 de junio se registró el PML máximo del mes, para todas las horas en los nodos localizados en el norte del país, con un valor de \$6,855.00 por MW/h, explicado por valores en el componente de congestión superiores a los \$4,121.03.00 por MWh; los factores que influyeron en este valor máximo fueron: el incremento de la demanda (por estacionalidad y clima). El promedio del PML para el mes fue de \$968.67 por MWh.

Julio

El SIN presentó valores máximos del PML durante el mes para el día 25 de julio en los nodos localizados en el norte del país, con un valor de \$6,369.52 por MWh explicado por el componente de congestión que en su máximo se ubicó en \$5,352.99 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$1,066.6 por MWh. Los factores que explican el valor máximo presentado fueron: el incremento de la demanda (por estacionalidad y clima); cortes de energía y saturación de enlaces en el norte del país; además de no tener importaciones de energía provenientes del mercado de electricidad de Texas, operado por The Electric Reliability Council of Texas (ERCOT).

Agosto

El PML máximo registrado durante el mes fue de \$6,298.57 por MWh durante este mes para el día 4 en la región de la península y 8 de agosto en los nodos localizados en el norte del país, explicados por el componente de congestión que en presentó un valor máximo de \$5,629.76 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$951.22 por MWh. Los factores que explican los precios tope en el Sistema fueron: para el día 4 debido al huracán Earl y para el día 8 de agosto debido a que no se cumplió con el balance de potencia, ocasionando cortes de carga en la región norte del país.

Septiembre

El PML máximo registrado durante el mes fue de \$6,369.52 por MWh para el primer día del mes en el nodo O6EAP-138 para la hora uno, explicado por el componente de congestión (\$5,669.55 por MWh), El promedio del PML para el mes fue de \$1,108.89 por MWh

Octubre

El PML máximo registrado durante el mes fue de \$3,876.68 por MWh el día 17 del mes en el nodo O8CTE-115 para la hora 21, explicado por lo siguiente: CE \$1,845.49; CP \$164.01; CC \$1,867.19 por MWh. El precio promedio del PML para el mes fue de \$983.71 por MWh.

Noviembre

El PML máximo registrado durante el mes fue de \$3,182.03 por MWh el día 28 del mes en el nodo O8COZ-34.5 para la hora 13 (Península), explicado por: CE \$1,264.93; CP \$249.49; CC \$1,667.62 por MWh. El precio promedio del PML para el mes fue de \$680.41 por MWh.

Diciembre

El PML máximo registrado durante el mes fue de \$4,617.29 por MWh el día 13 del mes en el nodo O8XPU-115 para la hora 16 en la región Peninsular, con valores en sus componentes: CE \$1,122.91; CP \$90.07; CC \$3,404.31 por MWh. El precio promedio del PML para el mes fue de \$804.62 por MWh.

A continuación, se presenta en la **Tabla 13** los valores del PML para el periodo de análisis:

Tabla 13 SIN: valores del PML febrero-diciembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar
Febrero	2,653.54	103.51	680.28	146.09
Marzo	3,503.75	234.60	644.46	145.93
Abril	2,870.11	318.25	706.40	117.39

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar
Mayo	4,698.79	166.85	969.96	500.02
Junio	6,855.00	135.57	968.67	355.26
Julio	6,369.52	-894.64	1,066.60	476.50
Agosto	6,298.57	-1,388.54	951.22	375.58
Septiembre	6,369.52	0	1,108.89	301.72
Octubre	3,876.68	327.75	983.71	366.45
Noviembre	3,182.03	200.24	680.41	244.10
Diciembre	4,617.29	121.63	804.62	254.66
Anual	6,855.00	-1,388.54	869.57	298.52

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

Tabla 14 SIN: observaciones del PML

Fecha	Nodo	PML Máximo (\$/MWh)	Causa
24-mayo	03CHC-69	\$2,620.49	Componente de energía, derivado por el costo incremental de la unidad marginal y por incremento en el costo de los servicios de regulación por estar próxima al nivel de escasez.
25-mayo	02-CGO-115	\$2,698.99	Componente de energía, derivado por el costo incremental de la unidad marginal y por incremento en el costo de los servicios de regulación por estar próxima al nivel de escasez
29-mayo	02TSD-230	\$2,148.06	Componente de congestión, saturación del enlace para el rango de horas 5 a 8, con valores máximos de la variable dual de 2,550.93
30-mayo	08COZ-34.5	\$3,183.68	Componente de congestión, saturación del enlace para la hora 1, con valor en la variable dual de 1,914.01
31-mayo	08COZ-34.5	\$3,570.47	Componente de congestión, saturación del enlace para las horas 22 y 23, con valor máximo en la variable dual de 2,276.11
02-junio	02TSD-230	\$2,095.24	Componente de congestión, derivado de alcanzar el límite máximo en el enlace y una variable dual de -2,442.00
10-junio	05AGE-115	\$1,472.74	Aunque no es un PML máximo para este día, el valor del CC fue de \$144.96 por MWh a las 22 horas, derivado de la saturación del enlace.
11-junio	08COZ-34.5	\$2,960.77	Componente de congestión, saturación del enlace, con valores máximos de la variable dual de 1,623.77
13-junio	04AAM-115	\$2,621.77	Componente de congestión, saturación del enlace para la hora 18, con valor en la variable dual de 623.02
17-junio	0QLA-115	\$5,085.50	Componente de congestión, saturación del enlace para la hora 17, con valor en la variable dual de 3,996.75. Además existió una disminución en el parque de generación no programable y un incremento de demanda en la región noreste.

Fecha	Nodo	PML Máximo (\$/MWh)	Causa
21-junio	08PMO-115	\$4,398.32	Componente de congestión, debido a una licencia
23-junio	Varios	\$6,855.00	Saturación de enlaces por limitaciones en la transmisión y cortes de energía en el área de control regional noreste.
24-junio	Varios	\$7,000.00	Saturación de enlaces por limitaciones en la transmisión y cortes de energía en el área de control regional noreste.
01-jul	04AAM-115	\$1,475.8	Componente de energía, debido a la alta demanda
02-jul	02TSD-230	\$2,020.98	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
03-jul	02TSD-230	\$1,476.13	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
04-jul	02TSD-230	\$2,175.30	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
06-jul	02TSD-230	\$1,971.37	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
07-jul	02TSD-230	\$2,728.39	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
09-jul	02TSD-230	\$2,601.00	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
10-jul	02TSD-230	\$3,812.33	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
14-jul	165 nodos	\$6,618.02	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace en la región Noroeste en las horas 17 y 18 (demanda máxima en esa región), se realizaron cortes de carga
16-jul	04AAM-115	\$1,347.23	Incremento de la demanda en las primeras horas del día, así como en las últimas horas.
17-jul	04AAM-115	\$1,062.72	Incremento de la demanda en las primeras horas del día, así como en las últimas horas.
20-jul	402 nodos	\$6,542.95	Componente de congestión, debido a la saturación de compuerta de flujo, se realizaron cortes de carga.
21-jul	568 nodos	\$6,542.95	Componente de congestión, debido a la saturación de compuerta de flujo, se realizaron cortes de carga.
22-jul	567 nodos	\$6,542.95	Componente de congestión, debido a la saturación de compuerta de flujo, se realizaron cortes de carga.
25-jul	595 nodos	\$6,618.02	Componente de congestión, debido a la saturación de enlaces por el incremento en la demanda en la zona norte, se realizaron cortes de carga.
26-jul	609 nodos	\$6,542.95	Componente de congestión, debido a la saturación de enlaces por el incremento en la demanda en la zona norte, se realizaron cortes de carga.
04-ago	96 nodos	\$6,298.57	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace por causa del huracán EARL.
02-ago	4 nodos	\$481.94	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
03-ago	4 nodos	\$1,091.75	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
05-ago	4 nodos	\$1,403.29	Componente de congestión, debido a la saturación del enlace.
08-ago	610 nodos	\$6,298.57	No se cumplió con el balance debido a que en las horas 15,16,17 y 18 se presentaron cortes de carga
08-ago	2096 nodos	\$1,307.51	Se presenta dicho precio, debido a una saturación en el Path.
08-ago	03PNQ-400	-\$1,287.12	Se presenta un PML negativo, debido a fuerte congestión.

Fecha	Nodo	PML Máximo (\$/MWh)	Causa
11-ago	13 nodos	\$291.40	Componente de congestión, debido a saturación de PATH 0-17 MALPASO-TABASCO
16-ago	04VCM-115	\$27.26	Componente de congestión, debido a saturación del PATH 4-4 PGD-EPM
17-ago	4 nodos	\$472.05	Componente de congestión, debido a saturación del PATH 20160815-1891
18-ago	02TSD-230	\$1,230.37	Componente de congestión, debido a una congestión del enlace ATS MFA 400/230
19-ago	02TSD-230	\$989.42	Componente de congestión, debido a una congestión del enlace "ATS MFA 400/230"
20-ago	02TSD-230	\$992.00	Componente de congestión, debido a una congestión del enlace "ATS MFA 400/230"
21-ago	02TSD-230	\$672.81	Componente de congestión, debido a una congestión del enlace "ATS MFA 400/230"
24-ago	02RSC-115	\$3,470.16	Precio máximo del PML, debido a que se tuvo una licencia en "MPS AT-01" de pruebas eléctricas, Corrección de puntos calientes y fugas de aceite, lo cual afectó el nodo generando una Variable Dual de 3697.48, saturando el Path hasta su límite máximo de 155 MW.
01-sep	06EAP-138	\$6,369.52	Precio tope, debido a la saturación del Path "PNE-EAP USA" en donde el flujo para esa hora es de 0.02 MW y el límite máximo es de 0 MW y el mínimo es de -35 MW lo cual hace que se sature.
02-sep	06EAP-139	\$5,669.55	Componente de congestión, debido a la saturación del Path "PNE-EAP USA" en donde el flujo para esa hora es de 0.02 MW y el límite máximo es de 0 MW y el mínimo es de -35 MW lo cual hace que se sature.
07-sep	-	-	A partir de este día, hay 2133 nodos, mientras que para el lunes 05 y martes 06, el número de nodos es de 2131; debido a que cuando se tiene licencia en las líneas de transmisión, se pueden presentar las desconexiones de algunos nodos, para los días mencionados se tuvieron las siguientes licencias: 20160901-0553, 20160822-2685, 20160822-2680 y 20160825-3043.
08-sep	08COZ-345	\$3,382.07	Precio máximo, debido a que se presenta una saturación en el enlace 8-6 ENL TIC DZT, el cual se encuentra en Gerencia de Control Regional Peninsular, por lo cual el componente de congestión del nodo se incrementa.
08-sep	08COZ-346	\$1,955.22	Componente de congestión, debido a que se presenta una saturación en el enlace 8-6 ENL TIC DZT, el cual se encuentra en Gerencia de Control Regional Peninsular, por lo cual el componente de congestión del nodo se incrementa.
13-sep	5 nodos	\$144.54	Componente de congestión, en compuerta flujo 2.1 ENL Temazcal/Cerro de Oro - Centro.
15-sep	5 nodos	\$210.99	Componente de congestión, en compuerta flujo 2.1 ENL Temazcal/Cerro de Oro - Centro.
17-sep	5 nodos	\$602.02	Componente de congestión, en compuerta flujo 2.1 ENL Temazcal/Cerro de Oro - Centro.
02-Oct	08CNR-115	\$795.26	Día de baja demanda (domingo), lo que conlleva a precios bajos ya que la demanda se satisface con las unidades más económicas.
05-Oct	02IPO-115, 02IPO-	\$ 1,006.79	Variable dual por congestión generada por saturación de

Fecha	Nodo	PML Máximo (\$/MWh)	Causa
	230, 02EOT-230, 02EOD-230, 02EOC-230		la compuerta 2-1 ENL SURE-PBD Temascal/Cerro de Oro-Centro. Por lo tanto, hubo una limitación en la generación de energía hidro con una disminución de 265 MW
07-Oct	08COZ-34.5, 08CHB-34.5, 08CHS-34.5, 08BNI-115, 08CEK-115, 08BNP-115, 08CNC-115, 08AKD-115, 08AUC-115, 08YXE-115, 08KUK-115, 08PJU-115, 08PMU115, 08PKP-115, 08NCT-115, 08PSA-115, 08HBK-115, 08CLC-115, 08KAB-115, 08PLY-115, 08AVP-115, 08PCN-115, 08ZNE-115, 08MYK-115, 08HAA-115, 08NIH-115, 08IBR-115, 08XLC-115, 08NIZ-115, 08TUM115, 08MPA-115, 08PPH-115, 08PMO115, 08CEX-115	\$1,015.24	Se obtuvo una licencia de transmisión en la línea NIZ B-02 115 correspondiente a la Zona Valladolid, que normalmente tiene un límite de transmisión de 850 MW, ese día se disminuyó a 705 MW para evitar bajar la tensión en la zona de Cancún. Se generó un componente de congestión debido a que las unidades baratas de Valladolid no pudieron entregar más energía a causa de la licencia
17-Oct	08CTE-115, 08INS-115, 08BEL-115, 08XUL-115	\$ 2,124.99	Precio máximo, debido a que se presenta una saturación en el enlace N° 58 "8-3 ENL TIC", el cual se encuentra en la zona Yucatán, por lo cual el componente de congestión del nodo se incrementa.
19-Oct	08IBR-115, 08XLC-115 y 08PMO-115	\$ 2,349.62	Componente de congestión debido a la saturación de la licencia "20160928-0209" situada en la zona sureste. Se realizó debido a una sustitución de aislamientos con manguitos corridos en torres de 400 kV
27-Oct	02PUE-115	\$1575.01	Debido a que hay un pico de demanda que es abastecida con generación térmica, lo que incrementa los costos
28-Oct	05CIE-115	\$1578.84	Debido a que ante una variación en la demanda, la generación hidráulica baja debido a las restricciones presentes en la generación térmica, ante una disminución de la hidráulica, se mantiene estable la térmica, incrementando los costos.
30-Oct	4266 nodos		Se registran en la misma hora (2) valores diferentes para cada nodo, debido a que se cuenta la hora doble debido al final del horario de verano
13-Nov	02PIN-115	\$675.06	El CENACE argumenta que el precio mínimo no fue de \$675.06, sino de \$291.09, el mismo día en la hora 7, debido a que dicho día se presentó una demanda menor que la que se dio en otros días de la semana.
Diciembre	N/A	N/A	Incremento en el componente de pérdidas, debido al incremento del flujo a partir del 28 de noviembre

Fuente: CENACE.

C.1 COMPONENTE DE ENERGÍA MARGINAL

Enero - febrero

Durante el mes de enero, el valor máximo de CE se ubicó en \$964.66 por MWh el día 30 a la hora 11, mientras que su valor promedio se ubicó en \$674.92. Para el mes de febrero, el CE tuvo un máximo de \$1,175.15 por MWh; el precio promedio fue de \$683.61.

Marzo

El valor máximo de CE se ubicó en \$1,320.41 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$634.90 por MWh.

Abril

El valor máximo de CE se ubicó en \$1,236.51 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$697.91 por MWh.

Mayo

El valor máximo de CE se ubicó en \$3,182.55 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$962.16 por MWh.

Junio

El valor máximo de CE fue de \$2,380.26 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$915.77 por MWh.

Julio

El valor máximo del CE fue de \$1,685.73 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$970.01 por MWh.

Agosto

El valor máximo del CE fue de \$1,877.71 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$897.76 por MWh.

Septiembre

El valor máximo del CE fue de \$1,919.93 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$1,084.03 por MWh.

Octubre

El valor máximo del CE fue de \$1,964.55 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$980.24 por MWh.

Noviembre

El valor máximo del CE fue de \$1,321.68 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$692.19 por MWh.

Diciembre

El valor máximo del CE fue de \$1,447.06 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$831.95 por MWh.

A continuación se presenta en **Tabla 15** los valores del CE para el periodo de análisis

Tabla 15 valores del CE febrero-diciembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar
Febrero	1,175.15	377.27	683.62	134.21
Marzo	1,320.41	359.95	634.91	108.64
Abril	1,236.51	440.92	697.92	100.05
Mayo	3,182.55	441.64	962.16	488.47
Junio	2,380.26	105.83	915.77	152.57
Julio	1,685.73	517.80	970.01	153.28
Agosto	1,877.71	492.21	897.76	236.38
Septiembre	1,919.93	0.00	1,084.03	283.51
Octubre	1,964.55	404.96	980.24	345.13
Noviembre	1,321.68	340.81	692.19	239.89
Diciembre	1,447.06	454.90	831.95	227.10
Anual	3,182.55	0.00	835.46	219.99

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

C.2 COMPONENTE DE PÉRDIDAS MARGINAL

Enero - febrero

El CP durante el mes de enero presentó un valor máximo de \$268.32 por MWh, el valor promedio del componente para el mes se ubicó en -\$5.71 por MWh. Para el mes de febrero el valor máximo del CP se ubicó en \$412.00 por MWh, el promedio del componente se observó en -\$3.12 por MWh y su valor mínimo fue de -\$246.39 por MWh.

Marzo

El valor máximo del CP fue \$448.65 por MWh. El promedio del componente para el mes de marzo se ubicó en \$5.93 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$245.82 por MWh.

Abril

El valor máximo con \$337.72 por MWh. El promedio del CP en abril se ubicó en \$6.56 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$289.82 por MWh.

Mayo

El valor máximo con \$1,253.86. El promedio del CP del mes se ubicó en \$10.18 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$660.92.

Junio

El valor máximo del CP fue de \$611.94. El promedio del CP para este mes se ubicó en \$35.60 por MWh y su valor mínimo observado fue de \$217.46.

Julio

El valor máximo del CP fue de \$601.36. El promedio del CP para este mes se ubicó en \$43.90 por MWh y su valor mínimo observado fue de \$164.20.

Agosto

El valor máximo de \$587.27 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$32.94 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$224.09 por MWh.

Septiembre

El valor máximo de \$656.63 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$24.93 por MWh, su valor mínimo observado fue de -\$404.63 por MWh.

Octubre

El valor máximo de \$569.86 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$5.63 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$486.42 por MWh.

Noviembre

El valor máximo se presentó el día 29 con un valor de \$340.81 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en -\$5.83 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$451.43 por MWh.

Diciembre

El nivel máximo se presentó el día 6 con un valor de \$519.19 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en -\$8.65 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$516.18 por MWh.

A continuación se presenta en **Tabla 16** los valores del CP para el periodo de análisis

Tabla 16 SIN: valores del CP febrero-diciembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar
Febrero	412.00	-246.39	-3.12	41.37

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar
Marzo	448.65	-245.82	5.93	39.13
Abril	337.72	-289.82	6.56	38.71
Mayo	1,253.86	-660.92	10.18	63.48
Junio	611.94	-217.46	35.60	54.26
Julio	601.36	-164.20	43.90	59.77
Agosto	587.27	-224.09	32.94	49.68
Septiembre	656.63	-404.63	24.93	61.79
Octubre	569.86	-486.42	5.63	64.61
Noviembre	304.81	-451.43	-5.83	56.68
Diciembre	519.19	-516.18	-8.65	83.67
Anual	1,253.86	-660.92	11.86	54.34

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

C.3 COMPONENTE DE CONGESTIÓN MARGINAL

Enero - febrero

En el mes de enero el valor máximo del componente se ubicó en \$274.91. El CC para el mes de febrero presentó un valor máximo de \$1,784.04, el promedio del componente se ubicó en \$-0.22 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$601.57 por MWh.

Marzo

El valor máximo del CC fue de \$2,403.39, el promedio del componente se ubicó en \$3.63 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$373.57 por MWh.

Abril

El valor máximo de \$1,688.36, el promedio del componente se ubicó en \$1.93 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$365.39 por MWh.

Mayo

El valor máximo del CC fue de \$3,916.68, el promedio del componente se ubicó en \$-2.38 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$2,072.0 por MWh.

Junio

El valor máximo de CC fue de \$6,735.06, el promedio del componente se ubicó en \$17.31 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$872.83 por MWh.

Julio

El valor máximo de CC fue de \$5,352.99, el promedio del componente se ubicó en \$52.70 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$2,085.61 por MWh. Los altos valores presentados en el CC para el mes de julio, fueron causa de cortes de energía y saturación de los enlaces en la región norte del país, derivados de la alta demanda y la falta de importaciones de energía

Agosto

El valor máximo del CC fue de \$5,629.76, el promedio del componente se ubicó en \$20.53 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$2,668.86 por MWh. Los altos valores presentados en el CC para el mes de agosto, fueron causa saturación de los enlaces en la región de la península y en el norte del país, derivados en la primera por la presencia del huracán Stan y en la segunda, por la alta demanda y cortes de energía.

Septiembre

El valor máximo del CC fue de \$5,669.55, el promedio del componente se ubicó en \$-0.06 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$890.96 por MWh. Los altos valores presentados en el CC para el mes de septiembre, fueron causa saturación de los enlaces

Octubre

El valor máximo del CC fue de \$2,349.62, el promedio del componente se ubicó en \$-2.16 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$988.80 por MWh.

Noviembre

El valor máximo del CC fue de \$1,669.16, el promedio del componente se ubicó en -\$5.93 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$631.31 por MWh.

Diciembre

El valor máximo del CC fue de valor máximo de \$3,404.31, el promedio del componente se ubicó en -\$18.68 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$1,079.89 por MWh.

A continuación, se presentan en **Tabla 17** los valores del CC para el año.

Tabla 17 SIN: valores del CC febrero-noviembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar
Febrero	1,784.04	-601.57	-0.22	40.27
Marzo	2,403.39	-373.57	3.63	72.21
Abril	1,688.36	-365.39	1.93	42.70
Mayo	3,916.68	-2,072.00	-2.38	85.81

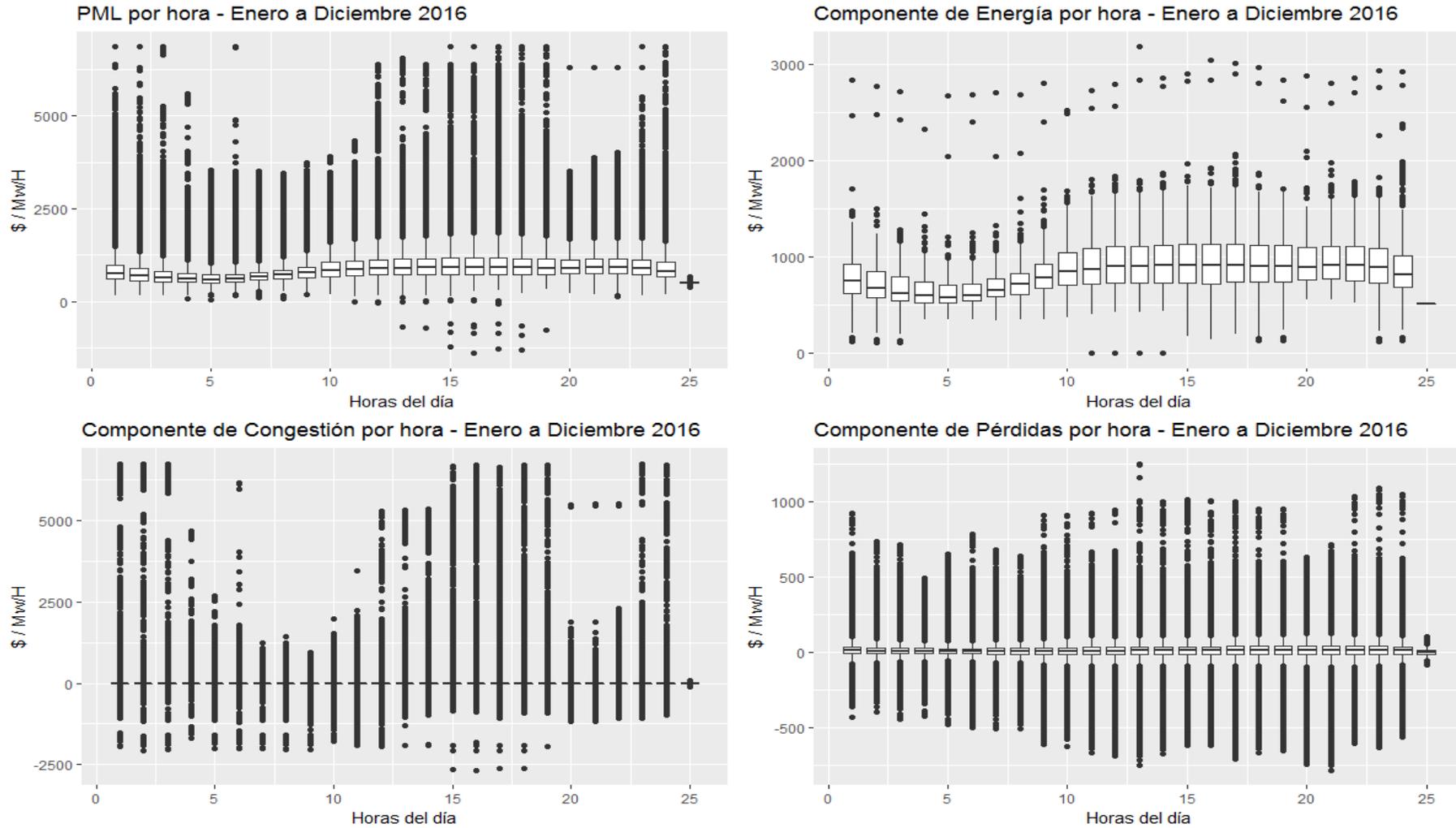
Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar
Junio	6,735.06	-872.83	17.31	309.63
Julio	5,352.99	-2,085.61	52.70	425.27
Agosto	5,629.76	-2,668.86	20.52	263.46
Septiembre	5,669.55	-890.96	-0.06	67.14
Octubre	2,349.62	-988.80	-2.16	78.25
Noviembre	1,669.16	-631.31	-5.93	39.37
Diciembre	3,404.31	-1,079.89	-18.67	93.20
Anual	6,735.06	-2,668.86	5.18	128.82

Fuente: elaboración propia con base en información del CENACE.

En la **Gráfica 53** se presenta la comparación entre las 24 horas del día para el PML y sus componentes utilizando gráficas *box-plot*⁵¹, mostrando la distribución de éstos para el periodo febrero-diciembre de 2016. En el caso del PML, se puede observar que a partir de la hora 13 y hasta la 24. En el caso del componente de congestión se puede notar que hay mucho más actividad a partir de las 12 horas. En el componente de energía y pérdidas existe un comportamiento más homogéneo. Se debe notar que existe una observación en la hora 25 debido a que se incluye el reporte en octubre de doble horario debido a la finalización del horario de verano.

⁵¹ Este tipo de gráfica permite describir la distribución y simetría de las variables, la gráfica incorpora los valores mínimos y máximos de las variables, así como los tres primeros cuartiles Q1, Q2, Q3. Además permite observar los valores atípicos de la variable.

Gráfica 53. SIN: PML y sus componentes



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

ANEXO D. ANÁLISIS ESTADÍSTICO BCA

Enero - Febrero

Para el mes de enero sólo se publicaron precios los días 27, 28, 29, 30 y 31 del mes, el valor máximo del PML se presentó el día 31 de enero a la hora 21 con un valor de \$803.23 por MWh en el nodo 07SF2-115, el promedio fue de \$416.93 por MWh. Durante el mes de febrero el PML máximo se presentó el día 29 de febrero a la hora 12, con un valor de \$745.59 por MWh, explicado por el componente de energía que alcanzó un valor de \$681.79 en el nodo 07SQN-115. El promedio del PML para el mes fue de \$366.272 por MWh.

Marzo

Se registró un precio máximo del PML para el día 7 en la hora 13, con un valor de \$685.86 por MWh para el nodo 07SMN-115, este precio máximo se explica por el CE, el cual fue de \$619.68 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$345.06 por MWh.

Abril

Se registró un precio máximo del PML el día primero a la hora 1, con un valor de \$308.70 por MWh para el nodo 07APD-230, esto puede explicarse por el CE, que tuvo un precio de \$321.45 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$339.62 por MWh.

Mayo

Se registró un precio máximo del PML para el día 20 en la hora 14, con un valor de \$726.52 por MWh para el nodo 07RSI-69, este precio máximo se explica por el CE, el cual fue de \$590.53 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$371.05 por MWh.

Junio

Se registró un precio máximo del PML para el día 29 en la hora 16, con un valor de \$945.58 por MWh para el nodo 07SF2-115, este precio máximo se explica por el CE, el cual fue de \$837.26 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$667.36 por MWh. Las razones que explican este incremento son el aumento de la demanda y el alto costo variable asociado a la unidad marginal del sistema.

Julio

Se registró un precio máximo del PML para el día 29 en la hora 12, con un valor de \$1,062.29 por MWh para el nodo 07SF2-115, este precio máximo se explica por el CE, el cual fue de \$947.61 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$797.78 por MWh.

Agosto.

Se registró un precio máximo del PML para el día 24 en varias horas, en varios nodos, con un valor de \$6,734.29 por MWh, este precio máximo se explicó por alcanzar varios precios tope además de la congestión en el sistema pormenorizado en la tabla de abajo. El promedio del PML para el mes fue de \$830.81 por MWh. Las razones que

explican este precio son el aumento de la demanda y el CP, debido a la distancia entre los generadores más grandes del sistema y el centro de carga

Septiembre

Se registró un precio máximo del PML para el día 19 en la hora 14, con un valor de \$1,091.06 por MWh para el nodo 07SF2-115. El promedio del PML para el mes fue de \$667.785 por MWh.

Octubre.

Se registró un precio máximo del PML para este sistema que se ubicó en \$1,550.82 por MWh, se observó el día 21 del mes en el nodo 07 SF2 -115. El promedio se ubicó en \$657.611.

Noviembre

Se registró un precio máximo del PML para el día 14 en la hora 19, con un valor de \$1,598.6 por MWh para el nodo 07SMN-115, este precio máximo se explica por el CE, el cual fue de \$1,451.31 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$544.95 por MWh.

Diciembre

Se registró un precio máximo del PML para el día 21 en la hora 21, con un valor de \$1,349.71 por MWh para el nodo 07SMN-115, este precio máximo se explica por el CE, el cual fue de \$1,240.31 por MWh. El promedio del PML para el mes fue de \$657.16 por MWh.

A continuación, se presenta en **Tabla 18** los valores del PML del sistema BCA para el periodo de análisis

Tabla 18 BCA: valores del PML febrero-diciembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar (\$/MWh)
Febrero	\$745.59	\$305.15	\$366.27	\$44.09
Marzo	685.86	\$293.37	\$345.07	\$48.62
Abril	\$308.70	\$293.31	\$339.62	\$43.64
Mayo	\$726.52	\$288.79	\$371.05	\$88.29
Junio	\$945.58	\$305.20	\$837.26	\$135.00
Julio	\$1062.29	\$413.78	\$797.78	\$155.69
Agosto	\$6,734.29	\$410.52	\$830.81	\$582.76
Septiembre	\$1,091.06	\$429.80	\$667.785	\$159.80
Octubre	\$1,550.82	\$417.44	\$657.61	\$149.37

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar (\$/MWh)
Noviembre	\$1,598.60	\$318.67	\$544.94	\$1,598.60
Diciembre	\$1,349.71	\$504.86	\$657.61	\$154.65
Anual	\$6,734.29	\$288.79	\$555.24	\$152.98

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

Tabla 19 BCA: observaciones del PML

Fecha	Nodo	PML máximo (\$/MWh)	Causa
24-mayo	07CAB-115	\$4,402.29	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva.
25-mayo	07SJC-115	\$4,053.67	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva.
26-mayo	07SJC-115	\$4,067.73	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva; componente de pérdidas \$129.38 por MWh.
27-mayo	07CRE-115	\$4,093.80	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva; componente de pérdidas \$161.26 por MWh
29-mayo	07SJC-115	\$4,402.96	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva; componente de pérdidas \$161.26 por MWh
30-mayo	07ASJ-115	\$4,080.53	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva; componente de pérdidas \$96.14 por MWh
31-mayo	07SJC-115	\$4,070.46	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva; componente de pérdidas \$109.33 por MWh
9-junio	07SMN-115	\$821.19	Componente de energía, derivado a que la unidad marginal del sistema es una de las más caras, además existe un incremento de demanda de mayo a la fecha.
04-jul	07SF2-115	\$1,023.27	Componente de energía, se incrementa la generación para satisfacer la demanda pico.
05-jul	07SF2-115	\$1,039.16	Componente de energía, se incrementa la generación para satisfacer la demanda pico
06-jul	07SF2-115	\$1,017.24	Componente de energía, se incrementa la generación para satisfacer la demanda pico
07-jul	07SF2-115	\$1,032.68	Componente de energía, se incrementa la generación para satisfacer la demanda pico
08-jul	07SF2-115	\$991.94	Componente de energía, se incrementa la generación para satisfacer la demanda pico
09-jul	07SF2-115	\$989.29	Componente de energía, se incrementa la generación para satisfacer la demanda pico
10-jul	07SF2-115	\$955.62	Componente de energía, se incrementa la generación para satisfacer la demanda pico
11-jul	07SF2-115	\$961.65	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
12-jul	07SF2-115	\$974.77	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
13-jul	07SF2-115	\$1,000.26	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
14-jul	07SF2-115	\$991.59	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.

Fecha	Nodo	PML máximo (\$/MWh)	Causa
15-jul	07SF2-115	\$976.78	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
16-jul	07SF2-115	\$966.62	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
17-jul	07SF2-115	\$945.39	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
18-jul	07SF2-115	\$969.28	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
25-jul	07SF2-115	\$1,043.50	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
26-jul	07SF2-115	\$1,097.13	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
27-jul	07SF2-115	\$1,057.34	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
28-jul	07SF2-115	\$1,076.95	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
29-jul	07SF2-115	\$1,062.33	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
30-jul	07SF2-115	\$1,061.36	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
31-jul	07SF2-115	\$955.08	Componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
03-ago	23 nodos	\$6,108.56	Cortes de Energía, debido a indisponibilidad de una Unidad por problemas técnicos (fuga en un enfriador de aceite de lubricación), al no tener generación se presenta una saturación del enlace a las horas mencionadas
04-ago	23 nodos	\$5,441.18	Cortes de Energía, debido a indisponibilidad de una Unidad por problemas técnicos (fuga en un enfriador de aceite de lubricación), al no tener generación se presenta una saturación del enlace a las horas mencionadas
05-ago	23 nodos	\$6,108.56	Cortes de Energía, debido a indisponibilidad de una Unidad por problemas técnicos (fuga en un enfriador de aceite de lubricación), al no tener generación se presenta una saturación del enlace a las horas mencionadas
03-ago	Todos los nodos (99)	\$905.22	No se presenta saturación de enlaces en las horas donde se presentó dicho precio
03-ago	07POP-115	\$5,275.26	Componente de congestión, debido a que una CE se reportó como N/D, por fuga de un enfriador de aceite de lubricación. Al no tener generación se presenta una saturación del PATH Ensenada a las horas mencionadas.
04-ago	07POP-115	\$5,749.48	Componente de congestión, debido a que una CE se reportó como N/D, por fuga de un enfriador de aceite de lubricación. Al no tener generación se presenta una saturación del PATH Ensenada a las horas mencionadas.
05-ago	07POP-115	\$5,292.02	Componente de congestión, debido a que una CE se reportó como N/D, por fuga de un enfriador de aceite de lubricación. Al no tener generación se presenta una saturación del PATH Ensenada a las horas mencionadas.
16-ago	Todos los nodos	\$890.61	Componente de energía se incrementó debido a los precios de servicios conexos. El aumento de demanda entre las 11 y 20 horas ocasionó esta elevación del componente de energía.
20-ago	Todos los nodos		Se presentó el máximo componente de energía, debido a que la herramienta de optimización no metió más unidades para satisfacer un incremento de la demanda, se prefirió pagar un servicio conexo más alto a costa de no meter una unidad más cara.
24-ago	55 nodos	\$6,734.29	Se presentó el PML máximo, debido a cortes de energía en las horas 16,17, 21 y 22 a la saturación del enlace "7-5 PATH RED 39kV" con Variables Dual de 755 MW.
17-sep	07SF2-155	\$613.67	Precio bajo respecto a valores anteriores, debido a que es el nodo más alejado a las centrales de generación, el motivo de las fluctuaciones de precio es que cuando la demanda sube se requiere sincronizar unidades

Fecha	Nodo	PML máximo (\$/MWh)	Causa
			más caras.
26-Oct	07SF2-115	\$ 1191.59	Precio más alto de la semana debido a que responde a las condiciones de demanda para ese día, ya que a esa hora se alcanzó el máximo de demanda en el día
06-nov	Todos nodos	Duplicidad de precios	Se presentan para este día, dos precios de PML, Componente de Energía y Componente de Pérdidas para cada nodo durante la hora 2; esto se debió a que el día 6 de noviembre finalizó el horario de verano, y en la madrugada de ese día se atrasó una hora el reloj, por lo que se tiene conteo de 25 horas y para evitar confusiones se duplicó la hora 2.
14-nov	PJZ-PTA	\$5,441.18	Cortes de Energía, debido a indisponibilidad de una Unidad por problemas técnicos, al no tener generación se presenta una saturación del enlace a las horas mencionadas

Fuente: CENACE.

D.1 COMPONENTE DE ENERGÍA MARGINAL

Enero - febrero

Durante el mes de enero, el valor máximo de CE se ubicó en \$737.94 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$442.905. Para el mes de febrero, el CE tuvo un máximo de \$681.79 por MWh; el precio promedio fue de \$366.584.

Marzo

El valor máximo de CE se ubicó en \$619.68 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$343.211 por MWh.

Abril

El valor máximo de CE se ubicó en \$807.84 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$337.89 por MWh.

Mayo

El valor máximo de CE se ubicó en \$604.12 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$368.218 por MWh.

Junio

El valor máximo de CE fue de \$837.26 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$650.36 por MWh.

Julio

El valor máximo del CE fue de \$947.61 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$775.16 por MWh.

Agosto

El valor máximo del CE fue de \$2,254.52 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$761.59 por MWh.

Septiembre

El valor máximo del CE fue de \$966.79 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$657.419 por MWh.

Octubre

El valor máximo del CE fue de \$1,369.25 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$651.423 por MWh.

Noviembre

El valor máximo del CE fue de \$1,451.31 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$541.75 por MWh.

Diciembre

El valor máximo del CE de \$1,240.31 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$656.39 por MWh.

A continuación se presenta en **Tabla 20** los valores del CE del sistema BCA para el periodo de análisis.

Tabla 20 BCA: valores del CE febrero-diciembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar (\$/MWh)
Febrero	\$681.79	\$316.61	\$366.58	\$43.07
Marzo	\$619.68	\$300.64	\$343.21	\$46.78
Abril	\$807.84	\$300.51	\$337.90	\$42.50
Mayo	\$604.12	\$291.96	\$368.22	\$86.21
Junio	\$837.26	\$309.35	\$650.37	\$127.61
Julio	\$947.61	\$414.52	\$775.17	\$146.31
Agosto	\$2,254.52	\$413.27	\$761.60	\$180.81
Septiembre	\$966.79	\$430.04	\$657.42	\$152.49
Octubre	\$1,369.25	\$428.56	\$651.42	\$145.42
Noviembre	\$1,451.31	\$326.94	\$541.75	\$148.22
Diciembre	\$1,240.31	\$522.98	\$656.39	\$152.94
Anual	\$2,254.52	\$300.51	\$546.08	\$117.35

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

D.2 COMPONENTE DE PÉRDIDAS MARGINAL

Enero - febrero

El CP durante el mes de enero presentó un valor máximo de 72.26 por MWh, el valor promedio del componente para el mes se ubicó en -\$2.69 por MWh. Para el mes de febrero el valor máximo del CP se ubicó en \$72.81 por MWh, el promedio del

componente se observó en -0.24 por MWh y su valor mínimo fue de -\$40.1 por MWh.

Marzo

El valor máximo del CP fue de \$66.18 por MWh. El promedio del componente para el mes de marzo se ubicó en \$1.85 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$28.03 por MWh.

Abril

El valor máximo del CP fue de \$72.13 por MWh. El promedio del CP en abril se ubicó en \$1.17 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$28.49 por MWh.

Mayo

El valor máximo del CP fue de \$136. El promedio del CP del mes se ubicó en \$2.86 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$22.63.

Junio

El valor máximo del CP fue de \$111.44. El promedio del CP para este mes se ubicó en \$17.00 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$31.58.

Julio

El valor máximo del CP fue de \$141.92. El promedio del CP para este mes se ubicó en \$22.61 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$12.11. Para el sistema, el incremento en los valores presentados en este mes respecto al anterior, tienen su explicación debido a factores físicos de la red de transmisión en el sistema BCA

Agosto

El valor máximo del CP fue de \$221.01 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$21.43 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$10.06 por MWh.

Septiembre

El valor máximo del CP fue de \$128.30 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$10.61 por MWh, su valor mínimo observado fue de -\$41.12 por MWh.

Octubre

El valor máximo del CP fue de \$181.57 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$6.18 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$56.03 por MWh

Noviembre

El valor máximo del CP fue de \$155.16 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$3.20 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$40.84 por MWh.

Diciembre

El valor máximo del CP fue de \$116.59 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$1.22 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$48,26 por MWh.

A continuación, se presenta en la **Tabla 21** los valores del CP del sistema BCA para el periodo de análisis

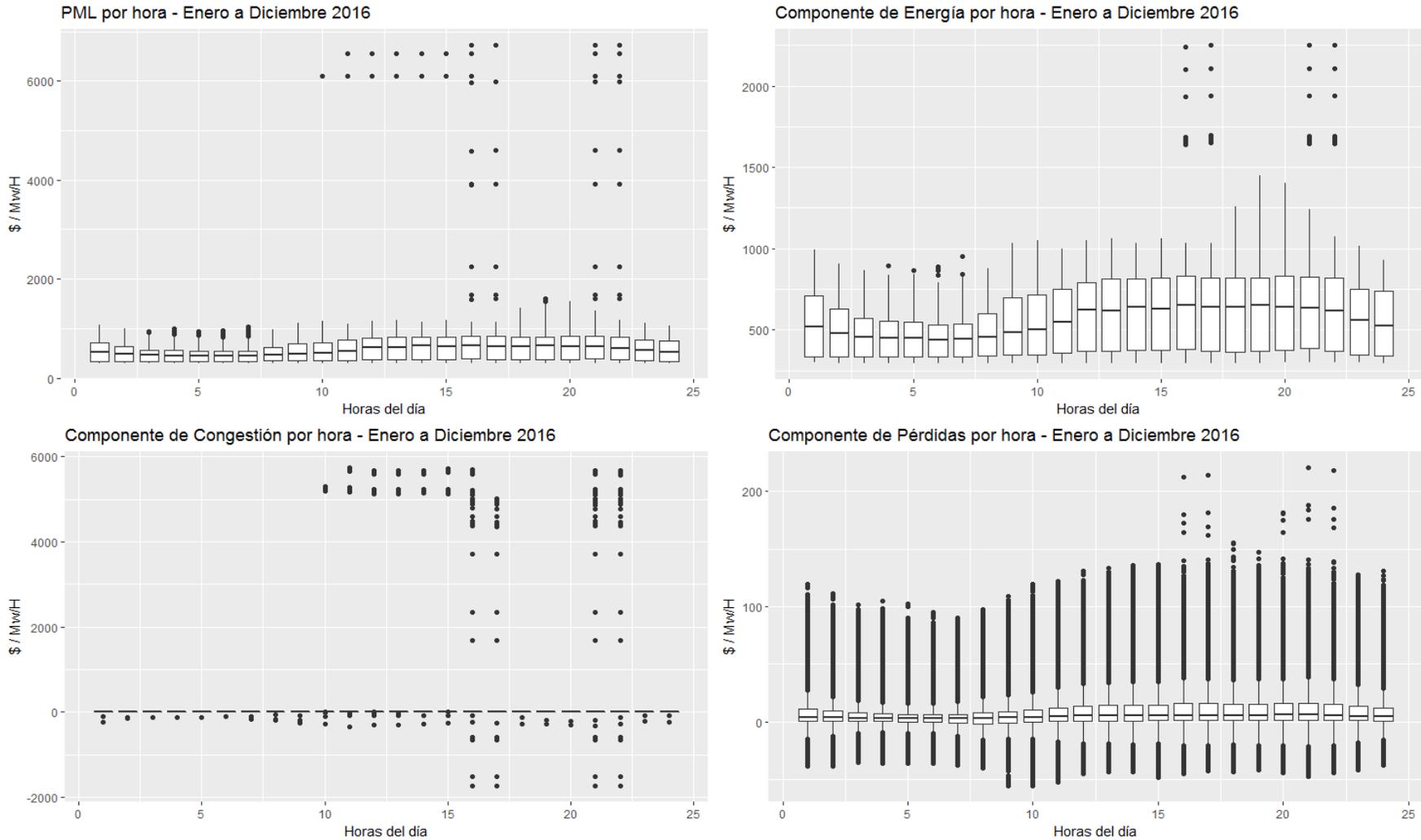
Tabla 21 BCA: valores del CP febrero-diciembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar (\$/MWh)
Febrero	\$72.81	-\$40.10	-\$0.24	\$11.25
Marzo	\$66.18	-\$28.03	\$1.86	\$8.66
Abril	\$72.13	-\$28.49	\$1.72	\$7.96
Mayo	\$136.00	-\$22.63	\$2.84	\$9.15
Junio	\$111.44	-\$31.58	\$17.00	\$17.55
Julio	\$141.92	-\$12.11	\$22.61	\$22.05
Agosto	\$221.01	-\$10.06	\$21.43	\$21.40
Septiembre	\$128.30	-\$41.12	\$10.61	\$17.91
Octubre	\$181.57	-\$56.03	\$6.18	\$18.29
Noviembre	\$155.16	-\$40.84	\$3.20	\$16.08
Diciembre	\$116.59	-\$48.26	\$1.22	\$17.53
Anual	\$221.01	-\$56.03	\$7.13	\$15.33

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

La distribución del PML y sus componentes para las 24 horas del día se puede observar en **la Gráfica 54**. Las distribuciones son similares para las primeras 11 horas del día, posteriormente, la dispersión disminuye a partir la mayor dispersión en el rango de las horas 12:00 a 24:00.

Gráfica 54. BCA: PML y sus componentes:



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.

ANEXO E.

ANÁLISIS ESTADÍSTICO BCS

Marzo

El PML máximo registrado durante el mes fue el día 28 de marzo a la hora 10, con un valor de \$3,950.38 por MWh, explicado por el componente de congestión que alcanzó un valor de \$2,740.49 por MWh en el nodo 07CAB-115. El promedio del PML para el mes fue de \$1250.93 por MWh.

Abril

El PML máximo registrado durante el mes fue el 26 de abril a la hora 13, con un valor de \$4,346.5 por MWh en el nodo 07LRO-115, explicado por el componente de energía, que alcanzó un valor de \$3,919.84. El promedio del PML para el mes fue de \$1,722.40 por MWh.

Mayo

El PML máximo registrado durante el mes fue el 25 de mayo en la hora 21 con un valor de \$4,100.45 en el nodo 07SJC-115, explicado por el componente de energía con un valor de \$4,006.44 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$2,025.45 por MWh.

Junio

El PML máximo registrado durante el mes fue el 16 de junio en la hora 11 con un valor de \$4,224.93 en el nodo 07LRO-115, explicado por el componente de energía con un valor de \$3,999.42 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$3,162.43 por MWh.

Julio

El PML máximo registrado durante el mes fue el 2 de julio en la hora 17 con un valor de \$4,068.15 en el nodo 07ASJ-115, explicado por el componente de energía con un valor de \$3,962.12 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$2,936 por MWh.

Agosto

El PML máximo registrado durante el mes fue el 7 de agosto en la hora 11 con un valor de \$4,089.58 en el nodo 07SNT-115, explicado por el componente de energía con un valor de \$3,975.64 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$1,992.05 por MWh.

Septiembre

El PML máximo registrado durante el mes fue el 29 de septiembre en la hora 21 con un valor de \$4,073.22 en el nodo 07LRO-115, explicado por el componente de energía con un valor de \$3,933.86 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$2,426.96 por MWh.

Octubre

El PML máximo registrado durante el mes fue el 14 de octubre en la hora 14 con un valor de \$4,011.96 en el nodo 07LRO-115, explicado por el componente de energía

con un valor de \$3,875.15 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$3,095.99 por MWh.

Noviembre

El PML máximo registrado durante el mes fue el 2 de noviembre en la hora 12 con un valor de \$3,993.04 en el nodo 07LRO-115, explicado por el componente de energía con un valor de \$3,741.43 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$1,954.74 por MWh.

Diciembre

El PML máximo registrado durante el mes fue el 31 de diciembre en la hora 19 con un valor de \$2,261.93 en el nodo 07CAF-115, explicado por el componente de energía con un valor de \$2,168.74 por MWh, el máximo para el sistema en el mes. El promedio del PML para el mes fue de \$1,648 por MWh.

A continuación se presenta en **Tabla 22** los valores del PML del sistema BCS para el periodo de análisis

Tabla 22 BCS: valores del PML abril-diciembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar (\$/MWh)
Abril	\$4,346.50	\$817.75	\$1,722.40	\$990.13
Mayo	\$4,100.45	\$0	\$2,025.45	\$998.28
Junio	\$4,224.93	\$0	\$3,162.43	\$990.08
Julio	\$4,068.15	\$1,228.59	\$2,936.56	\$949.20
Agosto	\$4,089.58	\$969.31	\$1,992.05	\$869.93
Septiembre	\$4,073.22	\$864.82	\$2,426.96	\$922.40
Octubre	\$4,011.96	\$1,492.46	\$3,095.98	\$717.45
Noviembre	\$3,993.04	\$1,114.3	\$1,954.73	\$727.33
Diciembre	\$2,261.93	\$1,065.17	\$1,648.00	\$224.60
Anual	\$4,346.28	\$0.0	\$2,221.55	\$770.43

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

Tabla 23 BCS: observaciones del PML

Fecha	Nodo	PML máximo (\$/MWh)	Causa
01-junio	07SJC-115	\$4,091.17	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva.
02-junio	07ASJ-115	\$4,089.64	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva.
03-junio	07DLC-115 y 07RFO-115	\$0.00	Precios cero para las horas 11 a la 24, derivado de un problema de post-proceso en la exportación de resultados del MDA.

Fecha	Nodo	PML máximo (\$/MWh)	Causa
10-junio	07TCB-115	\$4,020.81	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva.
11-junio	07TCB-115	\$1,715.37	Entrada en el mercado de una de las unidades más económicas del sistema.
13-junio	NA	NA	No hay precios negativos en el CP, debido al cambio en el nodo de referencia.
15-junio	07LRO-115	\$4,106.43	Componente de energía, derivado del costo incremental de la unidad marginal considerando los costos de reserva e incremento en la demanda de energía del sistema.
05-jul	07ASJ-115	\$4,066.34	Componente de energía, debido a la demanda máxima y unidades marginales.
07-jul	07ASJ-115	\$4,027.84	Componente de energía, debido a la demanda máxima y unidades marginales.
08-jul	07ASJ-115	\$4,029.52	Componente de energía, debido a la demanda máxima y unidades marginales.
09-jul	07ASJ-115	\$4,059.92	Componente de energía, debido a la demanda máxima y unidades marginales.
10-jul	07ASJ-115	\$4,060.34	Componente de energía, debido a la demanda máxima y unidades marginales.
12-jul	07PML-115	\$4,072.00	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
13-jul	07PML-115	\$4,085.64	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
14-jul	07PML-115	\$4,093.92	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
15-jul	07PML-115	\$4,102.81	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
25-jul	07SJC-115	\$4,031.42	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
26-jul	07SJC-115	\$4,040.89	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
27-jul	07SJC-115	\$4,040.09	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
28-jul	07CAB-115	\$4,013.03	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
29-jul	07CAB-115	\$4,003.60	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
30-jul	07LRO-115	\$3,718.72	Componente de energía, por unidades marginales; componente de pérdidas, debido a que la carga se encuentra alejada de los generadores más grandes.
10-ago	07TCB-115		Cuando el nodo registra el valor máximo de PML, sus valores oscilan entre \$1,000 por MWh - \$2,700 por MWh, y son menores a los valores obtenidos típicamente; esto es debido al cumplimiento del requerimiento de reserva, del balance de energía y/o por penalizaciones debido a dichos incumplimientos
11-ago	07TCB-115		Cuando el nodo registra el valor máximo de PML, sus valores oscilan entre \$1,000 por MWh - \$2,700 por MWh, y son menores a los valores obtenidos típicamente; esto es debido al cumplimiento del requerimiento de reserva, del balance de

Fecha	Nodo	PML máximo (\$/MWh)	Causa
13-ago	07TCB-115		energía y/o por penalizaciones debido a dichos incumplimientos Cuando el nodo registra el valor máximo de PML, sus valores oscilan entre \$1,000 por MWh - \$2,700 por MWh, y son menores a los valores obtenidos típicamente; esto es debido al cumplimiento del requerimiento de reserva, del balance de energía y/o por penalizaciones debido a dichos incumplimientos
14-ago	07TCB-115		Cuando el nodo registra el valor máximo de PML, sus valores oscilan entre \$1,000 por MWh - \$2,700 por MWh, y son menores a los valores obtenidos típicamente; esto es debido al cumplimiento del requerimiento de reserva, del balance de energía y/o por penalizaciones debido a dichos incumplimientos
15-ago			Se presenta una condición de inversión de precios, debido a que se contaba con pocas unidades que aportan reserva en la zona La Paz. Para satisfacer la demanda, las unidades asignadas ya no pueden entregar más energía al sistema, como consecuencia, el precio de las reservas: RR10 y REG se ven afectadas.
20-ago			Se presenta una condición de inversión de precios, debido a que se contaba con pocas unidades que aportan reserva en la zona La Paz. Para satisfacer la demanda, las unidades asignadas ya no pueden entregar más energía al sistema, como consecuencia, el precio de las reservas: RR10 y REG se ven afectadas.
21-ago			Se presenta una condición de inversión de precios, debido a que se contaba con pocas unidades que aportan reserva en la zona La Paz. Para satisfacer la demanda, las unidades asignadas ya no pueden entregar más energía al sistema, como consecuencia, el precio de las reservas: RR10 y REG se ven afectadas.
23-ago	07CAB-115	\$3,358.21	Precio máximo de PML, debido al incremento de la demanda.
27-ago			Precios de S/C presentaron comportamientos distintos a los usuales, debido a que no hay más unidades que aporten Reserva Rodante de 10 min por lo que la reserva asignada queda justa al requerimiento dando ese costo.
05-sep	07SJC-155	\$3,923.32	Se incrementa la demanda y unidad no programable 07BCU-U5 baja su generación, con lo que las unidades conectadas cambian su despacho y llegan a límites operativos máximos, lo cual se incrementan SC e impacta en PML.
10-sep	07SJC-155	\$3,465.44	Se incrementa la demanda y unidad no programable 07BCU-U5 baja su generación, con lo que las unidades conectadas cambian su despacho y llegan a límites operativos máximos, lo cual se incrementan SC e impacta en PML.
16-sep	07TCB-115	\$1,732.90	El respectivo día se presenta uno de los precios más bajos, debido a la baja demanda, lo cual afecta directamente al PML.
18-sep	07TCB-115	\$1,771.23	El respectivo día se presenta uno de los precios más bajos, debido a la baja demanda, lo cual afecta directamente al PML.
11-nov	07CAB-115	\$1,756.10	El CENACE argumenta que no fue dicho precio el menor durante la semana de análisis, sino el presentado el 10 de noviembre a las 5 horas en el nodo 07GAO-115, con un precio de \$1,126.64 por MWh. Dicho valor se presenta se presenta en la segunda menor demanda del sistema para toda la semana con un valor de 229.49 MW.
12-nov	07CAB-115	\$1,746.98	El CENACE argumenta que no fue dicho precio el menor durante la semana de análisis, sino el presentado el 10 de noviembre a las 5 horas en el nodo 07GAO-115, con un precio de \$1,126.64 por MWh. Dicho valor se presenta se presenta en la segunda menor demanda del sistema para toda la semana con un valor de 229.49 MW.
13-nov	07CRE-115	\$1,737.55	El CENACE argumenta que no fue dicho precio el menor durante la semana de análisis, sino el presentado el 10 de noviembre a las 5 horas en el nodo 07GAO-115, con un precio de \$1,126.64

Fecha	Nodo	PML máximo (\$/MWh)	Causa
			por MWh. Dicho valor se presenta se presenta en la segunda menor demanda del sistema para toda la semana con un valor de 229.49 MW.

Fuente: CENACE.

E.1 COMPONENTE DE ENERGÍA MARGINAL

Marzo

El valor máximo de CE se ubicó en \$1,500.83 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$1,207.84 por MWh.

Abril

El valor máximo de CE se ubicó en \$3,959.91 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$1,702.38 por MWh.

Mayo

El valor máximo de CE se ubicó en \$4,007.92 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$2,027.02 por MWh.

Junio

El valor máximo de CE fue de \$4,048.97 por MWh, mientras que su valor promedio se ubicó en \$3,166.52 por MWh.

Julio

El valor máximo de CE fue de CE de \$3,962.12 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$2,930.72 por MWh.

Agosto

El valor máximo de CE fue de \$3,975.64 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$1,985.55 por MWh.

Septiembre

El valor máximo de CE fue de \$3,933.86 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$2,414.44 por MWh.

Octubre

El valor máximo de CE fue de \$3,875.15 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$3,062.97 por MWh.

Noviembre

El valor máximo de CE fue de \$3,862.48 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$1,932.69 por MWh.

Diciembre

El valor máximo de CE fue de \$2,168.74 por MWh. El precio promedio del mes fue de \$1,635.31 por MWh.

A continuación se presenta en **Tabla 24** los valores del CE del sistema BCS para el periodo de análisis

Tabla 24 BCS: valores del CE abril-noviembre

Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar (\$/MWh)
Abril	\$3,959.91	\$827.52	\$1,702.38	\$973.62
Mayo	\$4,007.92	\$0	\$2,027.02	\$999.97
Junio	\$4,048.97	\$0	\$3,166.52	\$982.09
Julio	\$3,962.12	\$1,265.10	\$2,930.72	\$944.88
Agosto	\$3,975.64	\$1,023.82	\$1,985.55	\$870.30
Septiembre	\$3,933.86	\$883.65	\$2,414.44	\$907.05
Octubre	\$3,875.15	\$1,625.47	\$3,062.96	\$703.14
Noviembre	\$3,862.48	\$1,141.43	\$1,932.69	\$717.31
Diciembre	\$2,168.74	\$1,100.49	\$1,635.30	\$222.39
Anual	\$4,048.97	\$0.00	\$2,206.54	\$743.75

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

E.2 COMPONENTE DE PÉRDIDAS MARGINAL

Marzo

El valor máximo de CP fue de \$79.10 por MWh. El promedio del CP para el mes de marzo se ubicó en \$8.68 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$212.16 por MWh.

Abril

El valor máximo de CP fue de \$432.93 por MWh. El promedio del CP para el mes de abril se ubicó en \$20.02 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$167.06 por MWh.

Mayo

El valor máximo de CP fue de \$178.43 por MWh. El promedio del CP para el mes de mayo se ubicó en -\$1.57 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$559.41 por MWh.

Junio

El valor máximo de CP fue de \$233.51 por MWh. El promedio del CP para este mes se ubicó en -\$4.09 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$580.38 por MWh.

Julio

El valor máximo de CP fue de \$155.35 por MWh. El promedio del CP para este mes se ubicó en \$5.84 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$425.20 por MWh.

Agosto

El valor máximo de CP fue de \$158.71 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$6.51 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$527.46 por MWh.

Septiembre

El valor máximo de CP fue de \$164.10 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$12.52 por MWh, su valor mínimo observado fue de -\$382.11 por MWh.

Octubre

El valor máximo de CP fue de \$274.50 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$33.02 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$346.65 por MWh.

Noviembre

El valor máximo de CP fue de \$251.61 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$22.04 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$322.82 por MWh.

Diciembre

El valor máximo de CP fue de \$99.57 por MWh. El promedio del CP del mes en análisis se ubicó en \$12.70 por MWh y su valor mínimo observado fue de -\$265.73 por MWh.

A continuación se presenta en **Tabla 25** los valores del CP del sistema BCS para el periodo de análisis

Tabla 25 BCS: valores del CP abril-julio

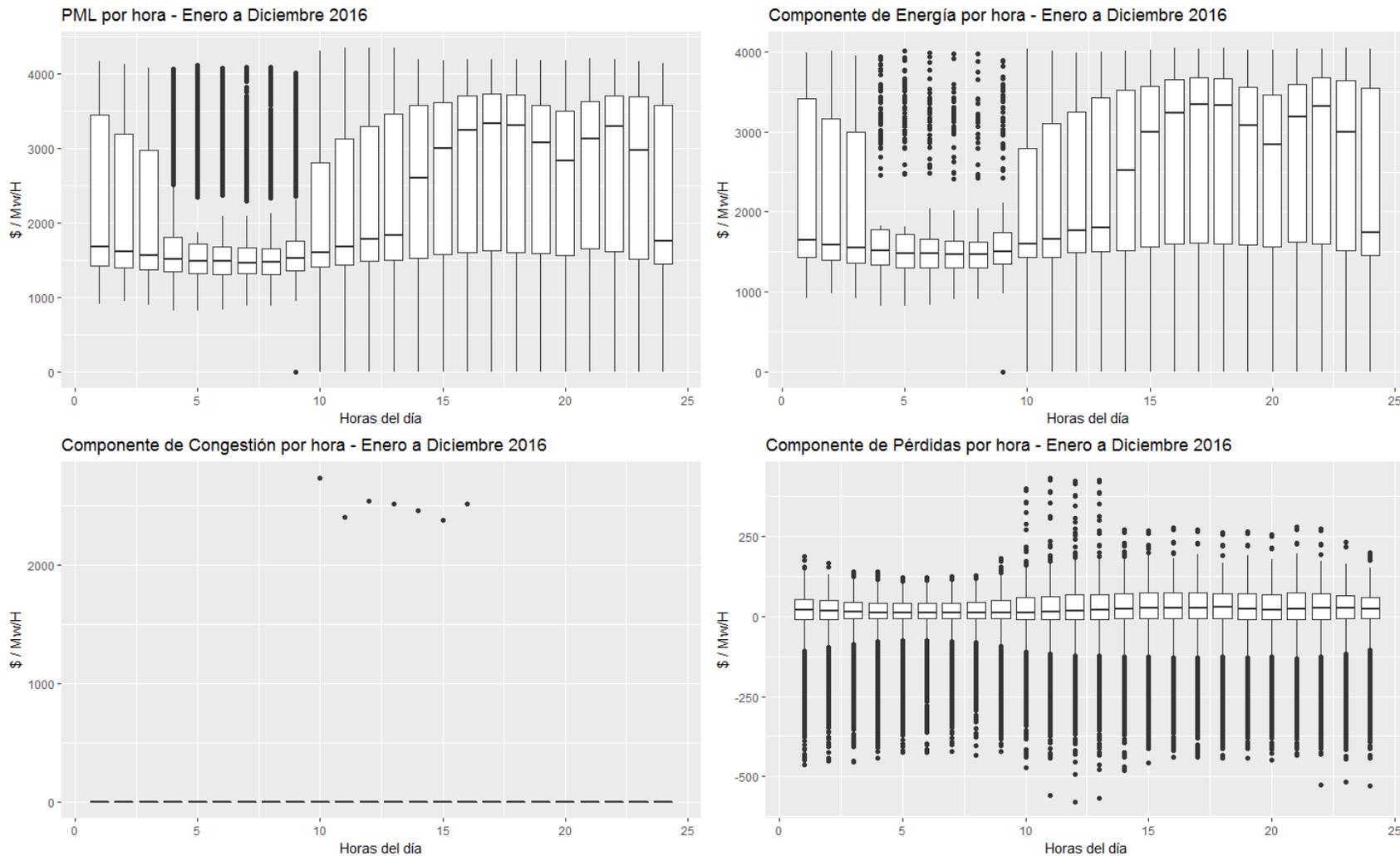
Mes	Máximo (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Desviación Estándar (\$/MWh)
Abril	\$432.93	-\$167.06	\$20.02	\$39.14
Mayo	\$178.43	-\$559.41	-\$1.57	\$83.28
Junio	\$233.51	-\$580.38	-\$4.09	\$112.48
Julio	\$155.35	-\$425.20	\$5.84	\$101.16
Agosto	\$158.71	-\$527.46	\$6.50	\$79.31
Septiembre	\$164.10	-\$382.11	\$12.52	\$78.86
Octubre	\$274.50	-\$346.65	\$33.02	\$66.50

Noviembre	\$251.61	-\$322.82	\$22.04	\$47.84
Diciembre	\$99.57	-\$265.73	\$12.69	\$43.34
Anual	\$432.93	-\$580.38	\$11.57	\$68.61

Fuente: Elaboración propia con base en información del CENACE.

La distribución del PML para las 24 horas del día se pueden observar en la **Gráfica 55**. La máxima dispersión se observa de las 11:00 a las 24:00 horas.

Gráfica 55. BCS: PML y sus componentes



Fuente: Elaboración propia con información del CENACE.